

Konsekvenserne af varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser i hovedstadsområdet



SUSTAINABLE ENERGY PLANNING AND MANAGEMENT
10. SEMESTER PROJEKT, Foråret 2013

Udarbejdet af Wisam El-khatib

Aalborg Universitet

Master of science i Sustainable Energy Planning and Management, 10th semester.

Specialets titel

Konsekvenserne af varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser i hovedstadsområdet.

Speciale periode

Februar 2013 til juni 2013

Udarbejdet af

Wisam El-Khatib

Vejleder

Brian Vad Mathiesen

Side antal

57

Forord

Dette speciale er udarbejdet i løbet af fjerde semester under master of science programmet i *Sustainable Energy Planning and Management* ved institut for *Development and Planning* på Aalborg Universitet. Projektet er udarbejdet i perioden mellem den 01.02.2013-06.06.2013 under supervision af lektor Brian Vad Mathiesen.

Department of Development and Planning

Vestre Havnepromenade 5 st.

9000 Aalborg

Resume

I dette projekt er der foretaget en analyse af konsekvenserne af de forskellige tiltag vedrørende energiforsyning i hovedstadsområdet, som er udarbejdet i *Varmeplanhovedstaden 2025*, *Københavns klimaplan 2025* samt *Vestforbrænding*. Disse tiltag ønskes implementeret i hovedstadsområdets energisystem frem til 2025. Der er i denne forbindelse primært fokuseret på to specifikke tiltag og de konsekvenser de påfører det samlede østdanske energisystem. Tiltagene er hhv. varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser.

Indledningsvist er der i simuleringsprogrammet EnergyPlan udarbejdet to referencescenarier for det østdanske energisystem; hhv. et for 2010 og et for 2025. På basis af reference scenariet for 2025 er tiltagene fra de ovennævnte planer implementeret og danner dermed et nyt scenarie for Østdanmark kaldet Hovedstadsområdets klimaplan 2025. Ydermere er der udarbejdet et varmeetlas for hovedstadsområdet, som viser potentialet for varmebesparelser og de tilhørende omkostninger. Det fastslås udfra dette, at der er et større potentiale for fjernvarmeudvidelser end vurderingen foretaget i *Varmeplanhovedstaden 2025* og *Vestforbrænding*.

Resultaterne viser, at implementeringen af varmebesparelser generelt har en negativ indflydelse på energisystemet i 2025. Analysen viser, at varmebesparelser forringer både brændseffektiviteten, øger andelen af kondensproduktion, reducerer effektiviteten ift. hvor meget CO₂, der udledes per TWh brændsel og reducerer fleksibiliteten af energisystemet udtrykt ved en øgning i el overløbet. Den eneste parameter, hvor varmebesparelser har en relativt positiv indvirkning er ifm. med implementering af fjernvarmeudvidelser, hvorved de årlige omkostninger for energisystemet reduceres. Varmebesparelser alene øger de årlige omkostninger.

Mht. fjernvarmeudvidelser viser analysen, at det generelt påvirker energisystemet i en positiv retning. Alle de ovennævnte parametre bliver påvirket i en positiv retning i modsætning til varmebesparelser.

Opsummeres resultaterne af de forskellige parametre tyder det på, at varmebesparelser ikke er ret attraktive, bortset fra at de reducerer den årlige omkostning, hvis de implementeres sammen med fjernvarmeudvidelser. Accepteres en relativ højere årlig omkostning tyder det på, at fjernvarmeudvidelser er det mest attraktive tiltag, hvis det implementeres alene.

Summary

In this thesis an analysis has been conducted regarding the consequences of various measures concerning energy supply in the Copenhagen area. The measures are derived from *Varmeplanhovedstaden 2025*, *Københavns klimaplan 2025* and *Vestforbrænding*. These measures are required to be implemented in the Copenhagen area's energy system by 2025. In this context it is primarily focused on two specific measures and their consequences upon the East Danish energy system; respectively heat savings and district heating expansion.

Initially two reference scenarios for the East Danish energy system are developed, one for 2010 and one for 2025 by use of the energy simulation program EnergyPlan. On the basis of the reference scenario for 2025 the measures, that are derived from the abovementioned plans, are implemented to make a new scenario for Eastern Denmark called Hovedstadsområdetsklimaplan2025. Furthermore, a heat atlas for the Copenhagen area is developed and from that, an analysis of the potential for heat savings and the associated costs are derived. It further points out that there is a potential for district heating expansion of 12,7 TWh within the Copenhagen area.

The analysis shows that the implementation of heat savings generally has a negative impact on the energy system in 2025. Heat savings reduce the fuel efficiency, increase the share of electricity produced from condensing power plants, reduce the efficiency relative to the amount of CO₂ emitted per TWh fuel used and reduce the flexibility of the energy system in terms of an increase in excess electricity production. The only parameter where heat savings has a relatively positive impact is in combination with district heating expansions where the annual costs of the energy system are reduced. Heat savings alone increases the annual cost.

Regarding district heating expansions, the analysis shows that it generally affects the energy system in a positive direction. All of the above-mentioned parameters are influenced in a positive direction, in contrast to heat savings.

Summarized, it appears that heat savings is not very attractive, except that it reduces the annual costs if implemented in combination with district heating expansions. If a relatively higher annual cost is accepted, it appears that district heating expansions are the most attractive measure, if implemented alone.

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	7
1.1	Afgrænsning	8
2.	Historisk perspektiv.....	9
3.	Introduktion til hovedstadsområdet klimaplan 2025	11
4.	Metode.....	13
4.1	Simuleringsværktøjet EnergyPlan.....	13
4.2	Modulering af Østdanmark	14
4.2.1	Elforbruget	16
4.2.2	Fjernvarmeproduktion.....	16
4.2.3	Vedvarende energi kilder	20
4.2.4	Individuel opvarmning	21
4.2.5	Industri	22
4.2.6	Transport	23
4.2.7	Affald	24
4.2.8	Omkostninger for energisystemet	25
4.2.9	Reguleringsstrategi for energisystemet	26
4.3	Referencescenariet for 2010.....	26
4.4	Forudsætninger for analysemetode	28
5.	Varmealas for hovedstadsområdet	34
6.	Energisystemanalyse	37
7.	Diskussion	40
7.1	Et helhedsperspektiv	43
8.	Konklusion	46
9.	Litteraturliste	48
10.	Appendiks	50
10.1	Reference scenariet for 2010 (ref2010) – EnergyPLAN data input	50
10.1.1	Electricity demand.....	50
10.1.2	District Heating	50
10.1.3	Distribution of fuel	55
10.1.4	Renewable energy	56
10.1.5	Individual	57

10.1.6	Industry	57
10.1.7	Transport	58
10.1.8	Waste.....	58
10.2	Investeringer.....	60

1. Indledning

For at kunne reducere effekten af den globale opvarmning er det nødvendigt med en overgang til et globalt energisystem med 100 procents vedvarende energikilder. Dette gælder således også for Danmark og det danske energisystem. Ifølge IDAs klimaplan 2050 kan denne overgang hvile på tre søjler; dels reduktion af energiforbruget, dels investering i vedvarende energiteknologi og dels et effektivt og fleksibelt energisystem (Mathiesen et al 2009).

På både nationalt, regionalt samt lokalt niveau arbejdes der på planer for at reducere CO₂ udledningen i det fremtidige energisystem. På det nationale niveau har den danske regering udarbejdet *Energistrategi 2050*, der har til hensigt at gøre Danmark uafhængig af fossile brændsler og samtidig at øge forsynings-sikkerheden i energisystemet i 2050 (Den danske regering 2011). Ligeledes har ingeniørforeningen Danmark (IDA) på det nationale niveau udarbejdet en klimaplan for 2050 med det formål at påvise, hvordan Danmark kan reducere CO₂ udledningen med op til 90 procent i 2050 ved at udfase brugen af fossile brændsler til fordel for vedvarende energikilder (Mathiesen et al 2009).

Ifølge Möller er der mangel på lignende analyser på et lokalt niveau. Problemet med de nationale planer er, at de typisk beskriver, hvordan energisystemets slutilstand kommer til at se ud og ikke, hvordan overgangen til et sådan energisystem skal eller kan ske (Möller & Sperling 2012). Dette er imidlertid væsentligt, idet varmeplanlægningen – der har indflydelse på udviklingen af varmekonsumet samt produktionen – foregår på et lokalt niveau. Især i et land som Danmark med dets mangfoldighed af lokale fjernvarmeværker. Derfor er det vigtigt med lokale initiativer, der støtter op om de nationale målsætninger.

Fra et lokalt perspektiv er der i hovedstadsområdet et samarbejde mellem forsyningsselskaberne Centralkommunernes Transmissionsselskab (herefter CTR), Vestegnens Kraftvarmeselskab (herefter VEKS) og HOFOR (tidligere Københavns energi) omkring planlægningen og udviklingen af fremtidens varmeforsyning i hovedstadsområdet. Dette udmunder sig i udarbejdelsen af *Varmeplanhovedstaden 2025* (herefter VPH2025), som er opdelt i tre faser. Første fase blev afsluttet i september 2009. Her var hovedformålet at belyse udviklingsmulighederne i hovedstadsområdet for at undersøge, hvordan fjernvarmens vedvarende energi andel kan udgøre minimum 70 procent frem til 2025. Anden fase blev afsluttet i september 2011. Her var formålet blandt andet at etablere et afstemt grundlag for beslutninger, som hvert forsyningsselskab står over for omkring udbygningen af energisystemet frem til 2025. Tredje fase er under udarbejdelse og forventes færdig i udgangen af 2013. Formålet er her at bygge videre på anden fase.

Yderligere er der nord for hovedstadsområdet planer for udvidelse af fjernvarmenettet. Dette initiativ står vestforbrænding (herefter VF) for, der har planer om udvidelse af varmemarked på ca. 1.6 PJ til to områder i den nordlige del af Gladsaxe kommune.

Udover disse lokale initiativer er der i august 2009 udarbejdet en klimaplan i Københavns kommune, der skal gøre byen CO₂ neutral i 2025 (herefter KBH2025)

Disse tre forskellige aktører deler samme fjernvarmenet og har en direkte indflydelse på hinanden mht. fjernvarmen. Det er derfor interessant at undersøge, hvordan de forskellige initiativer enten understøtter eller modvirker hinanden og hvordan samspillet med resten af det Østdanske energisystem udspiller sig.

Dette leder til en problemformulering, der lyder:

Hvad er de tekniske konsekvenser af varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser i hovedstadsområdet ifm. en optimering af det samlede Østdanske energisystem.

Der er i denne rapport primært fokuseret på konsekvenserne af samspillet mellem varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser i hovedstadsområdet ift. det samlede Østdanske energisystem.

Da de tre nævnte initiativer danner grundlag for udarbejdelsen af denne rapport, vil de nærmere tiltag hos hver aktør blive beskrevet senere i rapporten.

1.1 Afgrænsning

Med udgangspunkt i problemformuleringen er nedenstående afgrænsninger foretaget.

- Da analysen drejer sig om det Østdanske energisystem, er det valgt kun at modulere Østdanmark
 - Dette skaber ligeledes en større mulighed for at relatere de forskellige konsekvenser til de specifikke områder.
- Idet, at det udelukkende er en teknisk analyse, er det i modellen valgt at forhindre udveksling af energi med omverdenen.
 - Dette sikrer, at konsekvenserne af de forskellige tiltag i modellen ikke påvirkes af omverdenen, hvilket kunne sløre effekten af de forskellige tiltag.
- Kun samfundsøkonomiske beregninger er foretaget – herunder kun tekniskøkonomiske betragtninger i kontrast til markedsøkonomiske betragtninger.
 - Dette skal øge fokuset på, at det er en ren teknisk optimering, der analyseres.

2. Historisk perspektiv

Hensigten med dette afsnit er udfra et historisk perspektiv at give et indblik i, hvorledes fjernvarmen i Danmark har udviklet sig gennem tiden, hvilket kan give en indsigt i, hvordan udviklingen har været og måske en idé om, hvordan udviklingen af fjernvarmen i Danmarks kommer til at se ud i fremtiden.

På baggrund af en litteraturanalyse er det fundet, at fjernvarmen i Danmark har udviklet sig gennem fire særskilte faser.

Den første udviklingsfase foregik i perioden mellem år 1900 og 1955 og kan klassificeres som undfangelsen af Dansk fjernvarme. I denne periode skete der næsten intet med hensyn til den fysiske implementering af fjernvarmeværkerne, men derimod opstod her idéen om et kollektivt varmesystem i modsætning til individuelle varmesystemer.

Allerede i 1910 var der fra regeringsside idéer omhandlende centralisering af elforsyningen og udnyttelsen af varmen fra kraftværkerne. Centraliserings og rationaliserings principperne blev opfattet som en måde at øge effektiviteten på og gøre energiproduktion billigere fra et samfundsmæssigt perspektiv. Før 1950 var energisektoren præget af mange små decentrale kraftværker og få store centrale kraftværker. I yderområderne var der en tradition for at være uafhængig af de store kommunalt ejede, centrale kraftværker, som lå placeret i de store byer.

Den næste udviklingsfase foregik i perioden mellem år 1955 og 1972 og kan klassificeres som fødslen af Danmarks fjernvarme, hvor flertallet af de små (<25MW) og mellemstore (25-60MW) decentrale fjernvarmeværker blev bygget (Dansk fjernvarme forening 1997). Fordelingen af anlæggene var i 1964, at 85 % af de færdigt byggede værker havde en kapacitet på mindre end 6,5 MW (Olsen 1971). I 1970 var antallet af fjernvarmeværker i Danmark på 460 stk. (Dansk fjernvarme forening 1997). Nogle af de begivenheder, der i særlig grad har præget udviklingen i denne periode er identificeret som værende det økonomiske opsving i samfundet i 50'erne og 60'erne samt renæssancen af kooperativ bevægelsen. I denne periode var varmforsyning ikke reguleret, som den er i dag, og formelt set kunne alle med de rette ressourcer etablere et fjernvarmeværk, på samme måde som det forgik under fødslen af elektrificering i Danmark (Gram 2005).

I 1950 var idéen om varmebesparelser ikke ligeså udbredt, som den er i dag. Årsagerne til dette kan delvist tilskrives den tids økonomiske vækst i samfundet, en manglende miljøbevidsthed samt mere fokus på levestandarden og forbedringen af heraf. Årsagerne til at ændre varmesystemet fra en individuel varmforsyning til en mere kollektiv varmforsyning, handlede på dette tidspunkt ikke om de økonomiske fordele for den enkelte forbruger eller om de miljømæssige fordele, men handlede i højere grad om at forbedre levevilkårene for den enkelte. Det var mere tidskrævende, beskidt og besværligt at have individuel opvarmning sammenlignet med at være tilsluttet fjernvarmenettet.

Den tredje udviklingsfase foregik i perioden mellem år 1972 og 1989 og kan klassificeres som revolutioneringen eller opdragelsen af Danmarks fjernvarme. De vigtigste begivenheder, der startede revolutioneringen af fjernvarmeudviklingen kan hovedsageligt tilskrives den første oliekrise i 1973 efterfulgt af den anden oliekrise i 1979. Den første oliekrise ændrede opfattelsen og øgede bevidstheden omkring forsyningssikkerheden. Den anden oliekrise i 1979 havde ikke den samme virkning primært på grund af en ændring fra olie til kul i mange af de centrale kraftværker efter første oliekrise. I kølvandet på den første oliekrise steg bevidstheden angående energiforbruget, og i 1976 blev energistyrelsen etableret

efterfulgt af oprettelsen af energiministeriet i 1979 (nu klima-, energi- og bygningsministeriet). Varmeforsyningen blev nu reguleret af regeringen, og den første varmforsynings lov blev gennemført i 1979. De vigtigste mål i loven var at øge forsyningssikkerheden gennem øget anvendelse af indenlandske energikilder i form af naturgas og øget udnyttelse af kraftvarmeproduktion på de centrale værker. På grund af en omfattende varmeplan gennem 80'erne med vægt på udnyttelse af fjernvarme og naturgas, blev Danmark inddelt i fire forskellige forsyningsområder (1) fjernvarme fra kraftvarmeverker (2) fjernvarme fra værker, der anvender biomasse (3) individuel naturgas (4) individuel opvarmning.

Den fjerde og sidste udviklingsfase foregik i perioden mellem 1989 og 2013 og kan klassificeres som transformationen eller modningen af fjernvarmen i Danmark. I 1990 blev en ny varmforsyningslov indført, som erstattede den fra 1979. Den væsentligste forskel var en ændring i fremgangsmåden ifm. planlægningen af etablering og renovering af fjernvarmeverkerne, en udvidelse af decentrale kraftvarmeverker ved at konvertere eksisterende fjernvarmeverker til kraftvarmeverker og udbredelsen af naturgasforbruget. Med den nye lov blev kommunerne eneansvarlige for både planlægningen og godkendelsesproceduren og var ikke længere forpligtet til at foretage varmforsyningsplaner, der først skulle godkendes af amtet/regionen. I stedet for at udarbejde varmforsyningsplaner skal kommunerne fremover udarbejde et projektforslag. Årsagen til ændringen var, at varmforsynings planlægningen for Danmark op gennem 1980'erne havde opfyldt de statslige mål, og ikke længere var nødvendig. Alle områder var blevet tildelt deres forsyningszoner som nævnt ovenfor. I forbindelse med de nye projektforslag blev projektbekendtgørelsen udarbejdet, hvor detaljerede instruktioner om hvordan projektforslagene skulle udarbejdes. Projektbekendtgørelsen er udarbejdet af klima-, energi- og bygningsministeriet. I slutningen af 1990'erne var konverteringen til kraftvarmeproduktionen helt gennemført.

3. Introduktion til hovedstadsområdet klimaplan 2025

I dette afsnit fremlægges de forskellige tiltag som Varmeplanhovedstaden 2025, Københavns klimaplan 2025 samt Vestforbrænding ønsker at implementere frem til 2025. Disse tiltag samles og vil blive beskrevet under et som hovedstadsområdet klimaplan 2025. Ligeledes introduceres de forskellige hovedaktører, som befinder sig i hovedstadsområdet og som enten direkte eller indirekte har indflydelse på processen. Men først defineres, hvad der menes med hovedstadsområdet.

Hovedstadsområdet defineres som bestående af de kommuner, der får leveret varme fra hhv. VEKS, CTR, VF og HOFOR. Denne definition er den samme som anvendes af VPH2025. Kommunerne kan ses i Tabel 1.

Kommune navn
København, Frederiksberg, Ballerup, Brøndby, Gentofte, Gladsaxe, Glostrup, Herlev, Albertslund, Hvidovre, Høje-Taastrup, Rødovre, Ishøj, Tårnby, Vallensbæk, Greve, Roskilde, Solrød.

Tabel 1 Viser de kommuner, der hører under hovedstadsområdet. Den samme definition anvendes af VPH.

Fjernvarme produktionsenhederne i hovedstadsområdet er primært ejet af DONG Energy og Vattenfall, som ejer ca. 67 % og 22 % af kraftvarmegrundlasten i hovedstadsområdet samt de kommunalt ejede affaldsforbrændinger, som udgør ca. 10 % (Varmeplan hovedstaden 2009). Udover disse grundlastenheder findes der også spidslast enheder (kedler), der ejes af varmeselskaberne; CTR, VEKS, VF og HOFOR.

CTR og VEKS er begge transmissionsselskaber, som tilsammen forsyner 16 kommuner i hovedstadsområdet. VF både producerer og distribuerer varmen i eget forsyningsområde, men kan også levere varme til det samlede fjernvarmenet. HOFOR er et forsyningsselskab, der køber varmen fra CTR og distribuerer det videre til egne kunder i Københavns kommune.

CTR forsyner fem interessentkommuner med fjernvarme (Frederiksberg, Gladsaxe, Gentofte, Tårnby og København). I alt ca. 250.000 boliger (Central kommunernes transmissionsselskab 2013). VEKS forsyner 20 lokale forsyningsselskaber på vestegnen.

Som sagt består hovedstadsområdet klimaplan 2025 af tiltag fra både VHP2025, KBH2025 samt en udvidelse af fjernvarmenettet initieret af VF. VHP2025 og KBH2025 har udarbejdet mange af tiltagene sammen, idet Københavnskommune er en del af VHP2025.

For VHP2025 og KBH2025 er tiltagene opdelt i mål for energiforbruget og energiproduktion. Det skal pointeres, at de nævnte målsætninger for energiforbruget kun er gældende for Københavnskommune, som befolkningsmæssigt udgør ca. 42 % i forhold til hele hovedstadsområdet. Men i denne analyse er det valgt, at de nævnte målsætninger gælder for hele hovedstadsområdet. Derfor opskales de overordnede mål for energiforbruget til hovedstadsområdet.

Ifølge VHP2025 er der et potentiale for omlægning fra individuel naturgas til fjernvarme i størrelsesorden af ca. 10 PJ fordelt på ca. 60 % i erhverv og større ejendomme, mens de resterende 40 % vedrører

parcelhuse. Potentialet er vurderet af varmeselskaberne CTR og VEKS. Denne vurdering dækker over, at to kommuner, som ikke hører under hovedstadsområdet, også er inkluderet; hhv. Køge og Lyngby.

Derudover vurderer VF, at der er et potentiale for omlægning fra individuel naturgas til fjernvarme i størrelsesorden af ca. 1,6 PJ. Dermed samlet et omlægningspotentiale på ca. 11,6 PJ.

Overordnede mål for energiforbruget i 2025 i forhold til 2010

- 20 % reduktion i varmekonsumet
- 20 % reduktion af elforbruget i handels- og servicevirksomheder
- 10 % reduktion af elforbruget i husholdning
- Der er installeret solceller svarende til 1 % af elforbruget i 2025

Overordnede mål for energiproduktionen i 2025 i forhold til 2010

- Fjernvarmen er CO₂-neutralt.
 - Amagerværket og Avedøreværket skal omstilles til biomasse.
 - Etableringen af ny biomassefyret KV kapacitet. (115-330 MW)
- Udvidelse af geotermi. (65 MW)
- Omstillingen af spids- og reservelast til biomasse.
- Ekstra varmelager (200 MW)
- Ekstra vindkapacitet fordelt både til lands og til vands (360 MW)
- Omlægning til fjernvarme på ca. 11,6 PJ

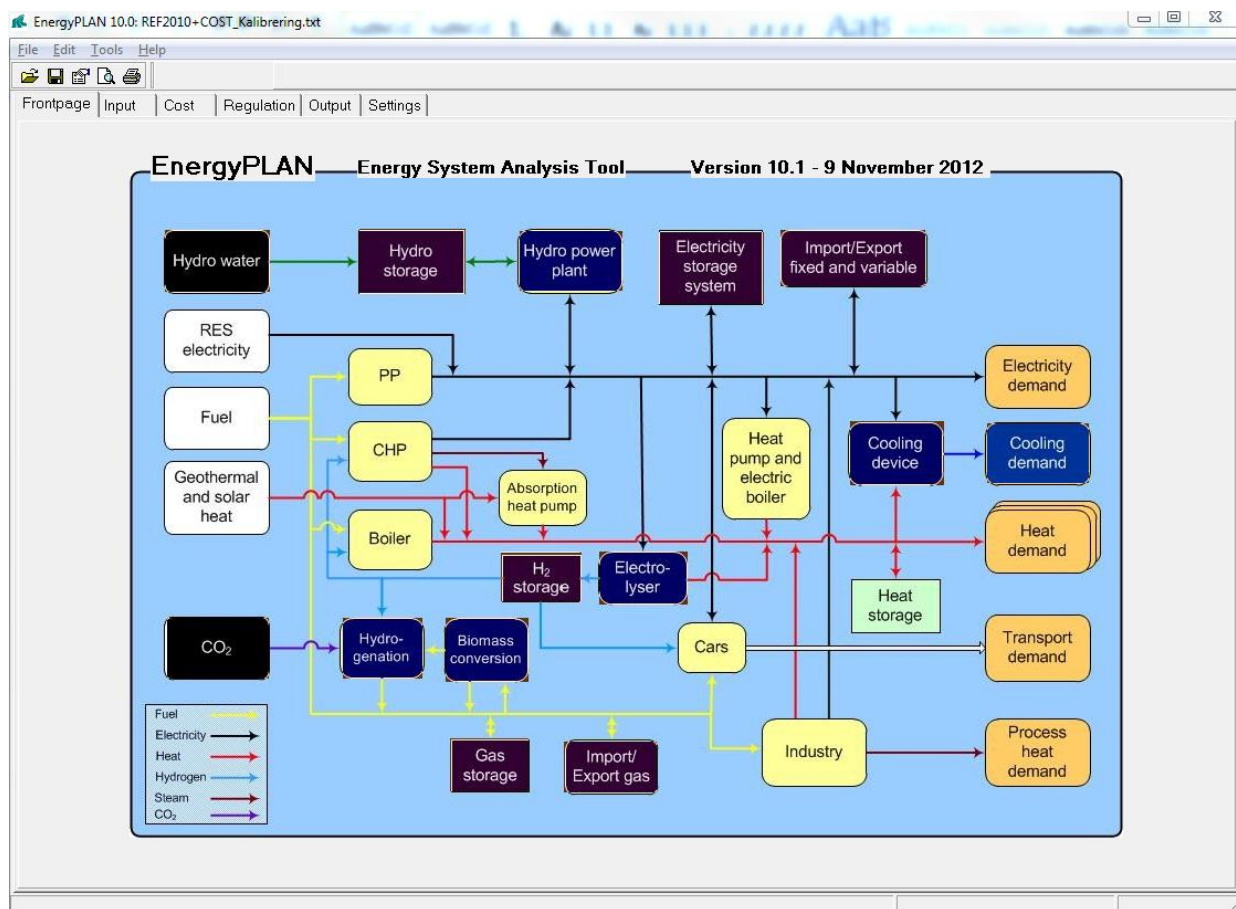
Disse tiltag vil senere blive anvendt i opbygningen af det scenarium, der vedrører hovedstadsområdets klimaplan 2025 (herefter HOV2025)

4. Metode

I dette afsnit gives en introduktion til det anvendte simuleringværktøj EnergyPlan, samt af hvordan det er anvendt til moduleringen af det østdanske energisystem. Udfaldet af moduleringen er et referencescenarie for 2010 (ref2010) samt et referencescenarie for 2025 (ref2025ENS) og hovedstadsområdets klimaplan 2025-scenariet.

4.1 Simuleringsværktøjet EnergyPlan

Det danske energisystem er relativt fleksibelt og decentraliseret sammenlignet med lande, hvor størstedelen af energien produceres på centrale værker. Foruden de mange positive egenskaber ved det danske energisystem er der dog enkelte ulemper i forbindelse med modulering af systemet. Pga. sammenproduktionen af varme og el øges kompleksiteten af systemet. For at kunne analysere sådanne komplekse energisystemer er programmet EnergyPlan valgt som det primære energianalyseværktøj.



Figur 1 viser, hvorledes et energisystem kan moduleres. Figuren viser, hvordan programmet EnergyPlan modulerer et energisystem. I denne analyse er der foretaget en afgrænsning ift. til opbygningen af referencescenariet, da Østdanmark energimæssigt ikke indeholder de fravalgte elementer. De fravalgte elementer er markeret med en mørk farve (Lund 2012).

Som det ses på Figur 1 indeholder et energisystem forskellige typer af produktionsanlæg (de gule kasser), forskellige typer af brændsler (de hvide kasser), forskellige typer af forbrugere (de orange kasser)

og mulighed for udveksling af elektricitet med resten af det omgivende energisystem; både det nationale og internationale, samt muligheden for lagring af varmt vand (de grønne kasser).

Som det kan ses på figur 1, er de forskellige brændselstyper opdelt i tre kategorier.

- **RES electricity** kategorien indbefatter alle vedvarende el producerende anlæg heriblandt vindmøller og solceller (fotovoltaikceller)
- **Fuel** kategorien indbefatter alle de forskellige brændselstyper, der anvendes på både centrale og decentrale KVV, rene fjernvarmeværker, industrien, transportsektoren og hos individuelle forbrugere med egen varmeanlæg, såsom oliefyr eller lignende. Kategorien indeholder både vedvarende brændselstyper, såsom biomasse, og fossile brændselstyper, såsom kul.
- **Geothermal and solar heat** kategorien indbefatter to forskellige vedvarende varme producerende anlæg/kilder, hhv. geotermisk anlæg og solvarmeanlæg. For bedre udnyttelse af de nævnte varmekilder anvendes der typisk en absorptionsmaskine i forbindelse med udnyttelsen af varmekilden. En absorptionsmaskine kræver el og en drivvarme over 100 grader for at kunne udnytte de nævnte varmekilder bedst muligt. Til gengæld kan en absorptionsmaskine omdanne en lavtemperatur varmekilde (under 50 grader) til en mellemtemperatur varmekilde (over 80 grader), som derefter direkte kan anvendes til fjernvarmebrug.

Som det også kan ses på Figur 1 er programmet opdelt i forskellige faneblade, hvor startsideen vises på Figur 1. De resterende faner er blandt andet; ”**input**” fanen, hvor alle de tekniske data fra de forskellige teknologier, som vist på Figur 1, indtastes, herunder brændselsforbrug og kapaciteter på anlæggene. I ”**Cost**” fanen indtastes de forskellige omkostninger, der vedrører teknologierne i inputfanen, herunder brændsels omkostninger, faste og variable drifts- og vedligeholdelses omkostninger, samt investerings omkostninger. Under ”**Regulation**” fanen bestemmes, hvordan reguleringen af energisystemet skal være. Der kan vælges mellem tekniske reguleringsstrategier, hvor programmet både prøver at minimere import/eksport af elektricitet og det samlede brændselsforbrug for hele energisystemet. Der kan også vælges markeds reguleringsstrategier, hvor programmet i stedet prøver på at minimere omkostningerne for energisystemet på baggrund af data fra ”Cost” fanen.

I det følgende afsnit vil indholdet af ”Input” fanen blive uddybet, samtidig med, at det vil blive beskrevet, hvordan moduleringen af Østdanmark er foretaget.

4.2 Modulering af Østdanmark

Som beskrevet i indledningen er udgangspunktet for analysen en undersøgelse af sammenspillet mellem varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser i hovedstadsområdet ift. det samlede Østdanske energisystem. Derfor er det valgt kun at modulere Østdanmarks energisystem. Baggrunden for denne afgrænsning er at skabe mulighed for bedre at kunne relatere konsekvensen af de forskellige tiltag, der ønskes analyseret iht. hovedstadsområdets energisystem. F.eks. kan denne tilgang tilnærmelsesvis give svaret på, hvilke konsekvenser en udvidelse af fjernvarmenettet og/eller et radikalt varmebesparelsesinitiativ i hovedstadsområdet vil have for resten af det østdanske energisystem.

Østdanmarks energisystem er igen opdelt i to geografiske områder hhv. hovedstadsområdet og resten af Østdanmark. Som beskrevet ovenover er denne opdeling ligeledes gjort for endnu bedre at kunne relatere konsekvenserne af de forskellige tiltag til hovedstadsområdet.

Dette afsnit skaber et overblik over, hvordan hele Østdanmark energimæssigt er moduleret i programmet EnergyPlan. Med energimæssigt menes, hvor meget varme og/eller el der produceres samt brændselsforbruget af blandt andet:

- Alle værker herunder fjernvarmeværker, decentrale KVV (kraftvarmeværker) og centrale KVV
- Industrisektoren
- Individuelle forbrugere udenfor fjernvarmenettet
- Transportsektoren
- Vedvarende energikilder, såsom vindmøller og solceller.

Moduleringen af Østdanmark er primært opbygget udfra data fra energiprocenttælling fra 2010 (energi-procenttælling, energistyrelsen 2010) men også data fra energinets udtræk af markedsdata (Energinet.dk 2013), energistyrelsens årlige energistatistik fra 2012 (energistatistik 2011), stamdataregistre for danske el producerende vindanlæg (stamdataregister for vindmøller 2013) samt data fra energigruppen CEESA (CEESA 2010).



Figur 2 Viser hele Danmark, hvor det kun er Østdanmark (det lyse område), der er inkluderet i modellen (Energistyrelsen 2013)

Som det kan ses på Figur 3, indeholder ”input” fanen forskellige underfaner med mulighed for valg af forskellige teknologier. På de næste sider vil de anvendte underfaner blive beskrevet i forbindelse med opbygningen af ref2010.

4.2.1 Elforbruget

Figur 3 viser fanen, hvor elforbruget indtastes. Elforbruget for Østdanmark er fundet udfra energinets markedsdata udtræk. Som det kan ses, var elforbruget på ca. 14 TWh i 2010 for Østdanmark. Dertil adderes elforbruget til varmepumper, som ikke kan ses her. Dermed var elforbruget i 2010 ca.14,4TWh.

EnergyPLAN 10.0: REF2010+Cost_Kalibrering.txt

File Edit Tools Help

Frontpage | **Input** | Cost | Regulation | Output | Settings

ElectricityDemand | DistrictHeating | RenewableEnergy | ElecStorage | Cooling | Individual | Industry | Transport | Waste | Biomass Conversion | Synthetic Fuel

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand: 13.25 TWh/year change distributed Hour_electricity.txt

Electric heating (if included) 0 TWh/year Subtract electric heating using distribution from 'individual' window

Electric cooling (if included) 0 TWh/year Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window

Elec. for Biomass Conversion 0.00 TWh/year (Transferred from Biomass Conversion TabSheet)

Elec. for Transportation 0.00 TWh/year (Transferred from Transport TabSheet)

Sum (Demand excl. elec. heat) 13.25 TWh/year

Electric heating (individual) 0.72 TWh/year

Electric cooling (cooling) 0.00 TWh/year

Flexible demand (1 day) 0 TWh/year Max-effect 1000 MW

Flexible demand (1 week) 0 TWh/year Max-effect 1000 MW

Flexible demand (4 weeks) 0 TWh/year Max-effect 1000 MW

Fixed Import/Export 0 TWh/year change distributed Hour_Tysklandsexport.txt

Total electricity demand 13.97 TWh/year

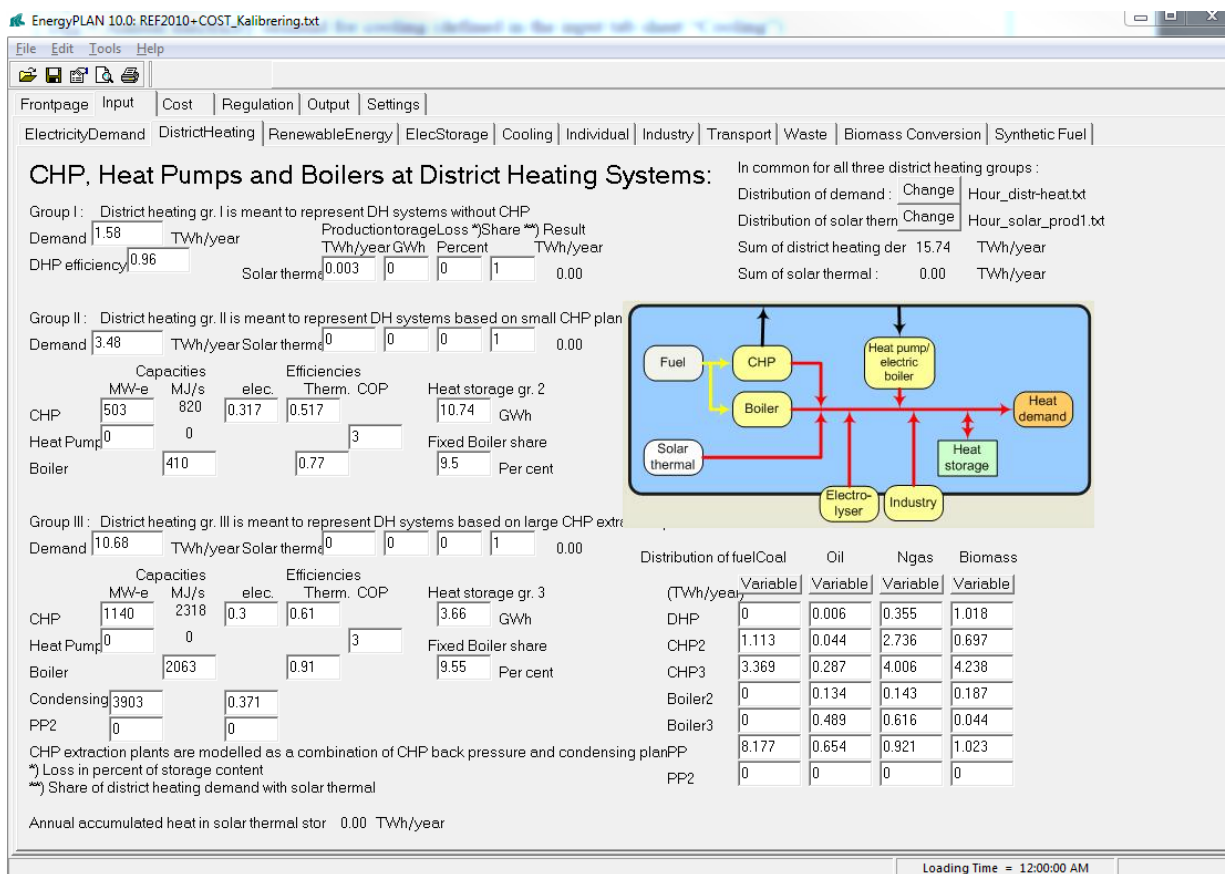
Loading Time = 12:00:00 AM

Figur 3 Viser i hvilken fane elforbruget indtastes. Fanen indeholder også forskellige muligheder for indtastning af intelligent elforbrug. Eftersom der ikke findes disse muligheder i Østdanmark er kun det totale elforbrug indtastet.

4.2.2 Fjernvarmeproduktion

Figur 4 viser, hvordan fjernvarmeproduktionen er opdelt i tre forskellige niveauer kaldet gruppe 1, 2 og 3.

Gruppe 1 er forbeholdt rene fjernvarmeværker, gruppe 2 er forbeholdt decentrale KVV, mens gruppe 3 hører til de centrale KVV. Men pga. den valgte geografiske afgrænsning mellem hovedstadsområdet og resten af Østdanmark er der ændret på denne fordeling. Gruppe 1 er stadig forbeholdt rene fjernvarmeværker, men kun værker udenfor hovedstadsområdet. Gruppe 2 inkluderer nu både decentrale KVV og KV produktionen fra centrale KVV udenfor hovedstadsområdet. Gruppe 3 inkluderer nu både de centrale KVV indenfor hovedstadsområdet, samt kondensproduktionen fra centrale KVV udenfor hovedstadsområdet.

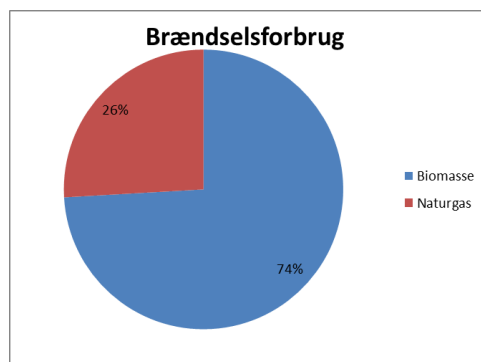


Figur 4 Viser, hvorledes fjernvarmesystemet er opdelt i simuleringsprogrammet EnergyPlan.

I gruppe 1 indtastes fjernvarmeproduktionen ("Demand") fra alle rene fjernvarmeværker, dvs. værker, der kun producerer varme. Dertil adderes varmeproduktion fra industrianlæg samt affaldsforbrændingsenheder, der leverer varme ud på samme fjernvarmenet som fjernvarmeværkerne.

Derudover indtastes den gennemsnitlige varmevirkningsgrad ("DBH efficiency") for alle fjernvarmeværkerne her. Data for industrien samt affaldsforbrænding indtastes i hver deres særskilte ark. Dette er beskrevet i detaljer i appendiks 10. Ud fra de indtastede data udregner programmet selv den nødvendige kapacitet for fjernvarmeværkerne. Som det ses på Figur 4 er fjernvarmeproduktion på 1,58 TWh og den gennemsnitlige varmevirkningsgrad på 96 % i 2010.

I Østdanmark produceres varmen fra fjernvarmeværkerne primært på kedler, der primært fyres med biomasse eller naturgas, se Figur 5. Som det kan ses på Figur 2 er disse fjernvarmeværker spredt ud over hele Østdanmark, hvor den største koncentration findes i Sydøstdanmark, mere specifikt Lolland og Falster.

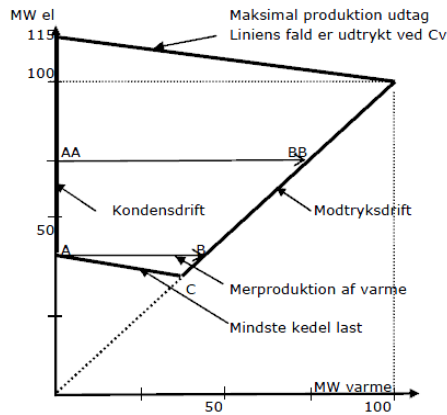


Figur 5 Viser primærbrændselsforbruget for gruppe 1 fjernvarmeværker.

I gruppe 2 indsættes varmeproduktionen ("Demand") fra decentrale KVV samt deres kedelproduktion, dvs. fra decentrale KVV med en sammenproduktion af el og varme. Dertil adderes varmeproduktion fra industrianlæg samt affaldsforbrændingsenheder, der leverer varme ud på samme fjernvarmenet, som de decentrale KVV er forbundet med. Ydermere er der i denne kategori brug for yderligere input data i form af el kapaciteten for alle decentrale KVV samt deres gennemsnitlige el- og varmekapacitet, varmekapaciteten for alle kedler samt deres gennemsnitlige varmekapacitet og varmelagres kapacitet. Resultaterne kan ses på Figur 4 under "Group II"

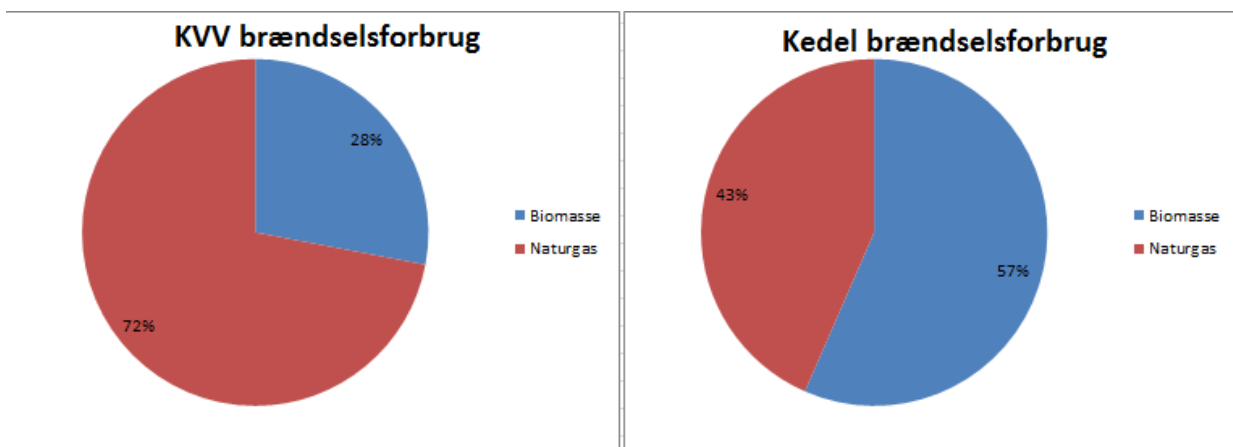
Som beskrevet i indledningen til dette afsnit placeres KV produktionen fra de centrale KVV udenfor hovedstadsområdet i denne kategori. Eftersom disse centrale KVV er af udtagsanlæg typen kan deres el kapacitet ikke direkte indtastes her.

El kapaciteten, noteret i energiprocenttælling for alle KVV, der er af udtagsanlæg typen, beskriver den maksimale el kapacitet ved fuld kondensproduktion. Derfor er det nødvendigt at udregne den mistede el kapacitet ved sammenproduktion af varme. Dette kan umiddelbart udregnes ved at anvende C_v værdien for hvert enkelt værk, der beskriver andelen af tabt el kapacitet per enhed varmekapacitet se Figur 6. Denne C_v værdi er ikke tilgængelig og derfor anvendes en alternativ tilgang. Udregningen af den mistede el kapacitet er fortaget ved først at udregne fuldlast timerne ved KV produktion ved hjælp af den kendte varmekapacitet og brændselsforbruget i KV drift, som også er noteret i energiprocenttælling. Derefter er fuldlasttimerne anvendt til at finde den el kapacitet, der har været nødvendig for leveringen af elektriciteten i KV drift. Det er her antaget, at det enkelte centrale værk kun har produceret varme ved fuld modtryksdrift.



Figur 6 Viser de forskellige tilstande et værk af udtagsanlæg typen kan arbejde indenfor afhængig af blandt andet varmebehovet og elprisen.

De decentrale KVV's oprindelige funktion var at producere varme (Skov & Petersen 2007). I dag er værkernes primære produktion stadig varme, men har nu mulighed for en sammenproduktion af el og varme. El produktionen fra disse værker stammer primært fra forbrændingsmotorer der anvender naturgas eller biomasse, se Figur 7. Overskudsvarme fra forbrændingsmotorerne anvendes til fjernvarmeproduktion. Teknisk set kan disse værker producere el uden samtidig at producere varme, men da det ikke er økonomisk favorabelt er definitionen, at disse værker kun kan sammenproducere el og varme. Produktionen af fjernvarme afhænger derfor primært af forholdet mellem elprisen og produktionsomkostningerne for motorerne. Kort fortalt anvendes kedlerne, hvis produktionsomkostningerne ved sammenproduktion overstiger produktionsomkostningerne ved kedelproduktion eller ved spidslast situationer. Disse kedler fyres primært med biomasse eller naturgas, se Figur 7.



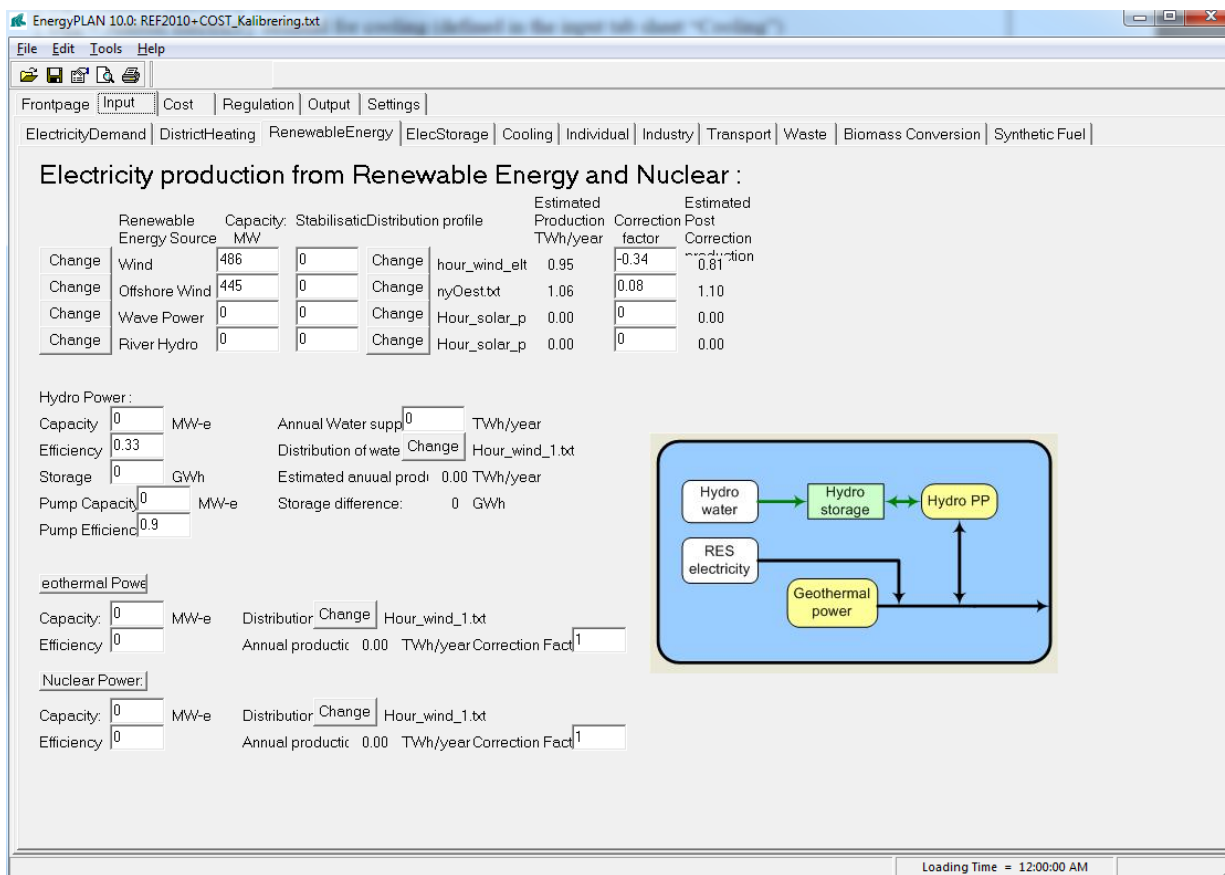
Figur 7 Viser primærbrændselsforbrug for de decentrale værker, samt for deres kedler.

I gruppe 3 indtastes varmeproduktionen fra centrale KVV samt deres kedelproduktion, dvs. værker med en sammenproduktion af el og varme. Dertil adderes varmeproduktion fra industrianlæg samt affaldsforbrændings enheder, der leverer varme ud på samme fjernvarmenet, som de centrale KVV er forbundet med. Udover de samme input data som for gruppe 2, kræver denne kategori yderligere en indtastning af el kapaciteten i kondens drift. Derfor anvendes her samme metode som beskrevet ovenover, hvor el kapaciteten i KV drift for de centrale KVV udenfor hovedstadsområdet skulle findes. Dertil adderes el kapaciteten i kondensdrift fra de centrale KVV udenfor hovedstadsområdet. Resultaterne kan ses på Figur 4 under "Group III".

De centrale KVV adskiller sig fra gruppe 2 værker ved at have en relativ større indfyret kapacitet, værkerne er kun placeret ved kysten, hvor der er adgang til kølevand og deres primær produktion har fra starten af og er stadig el produktion. Disse værker er primært placeret i nærheden af de store danske byer og producerer derfor størstedelen af den samlede danske fjernvarmeproduktion. Energiproduktion fra disse værker stammer overvejende fra dampturbiner, der primært fyres med kul, naturgas eller biomasse. Disse værker er primært af udtagsanlæg typen, hvilket betyder, at de kan regulere varmeproduktion ift. el produktion, ved at reducere dampudtaget i primært mellemtryks turbinerne til fjernvarme vekslerne. Hvis der ingen behov er for fjernvarme, køles dampen ved hjælp af kølevandet fra det tilstødende vandreservoir (havet). Disse værker producerer også størstedelen af elektriciteten i Danmark. Kedlerne anvendes primært ved spidslast situationer, hvor varmebehovet overstiger varmekapaciteten på grundlast enhederne eller ved reparation/udfald. Kedlerne fyres primært med naturgas eller olie.

4.2.3 Vedvarende energi kilder

Figur 8 viser udvalget af forskellige vedvarende energikilder, der kan anvendes i modellen. Det østdanske energisystem indeholder dog kun vindkraft, hvor kapaciteten for hav og land turbiner er fundet ud fra stamdataregisteret for alle danske el producerende vindanlæg i Danmark. Derefter er der korrigeret for produktion, således at det svarer til, hvad der i virkeligheden blev produceret. Dette har været nødvendigt, idet de anvendte distributionsfiler, som udtrykker, hvordan vindforholdene er, ikke er opbygget ud fra vindforholdene for Østdanmark, men i stedet er en gennemsnitlig vindprofil for hele Danmark. Som det ses er vindkapaciteten og produktionen hhv. 486 MW og 0,81 TWh for landturbiner og 445 MW og 1,1 TWh for havturbiner.

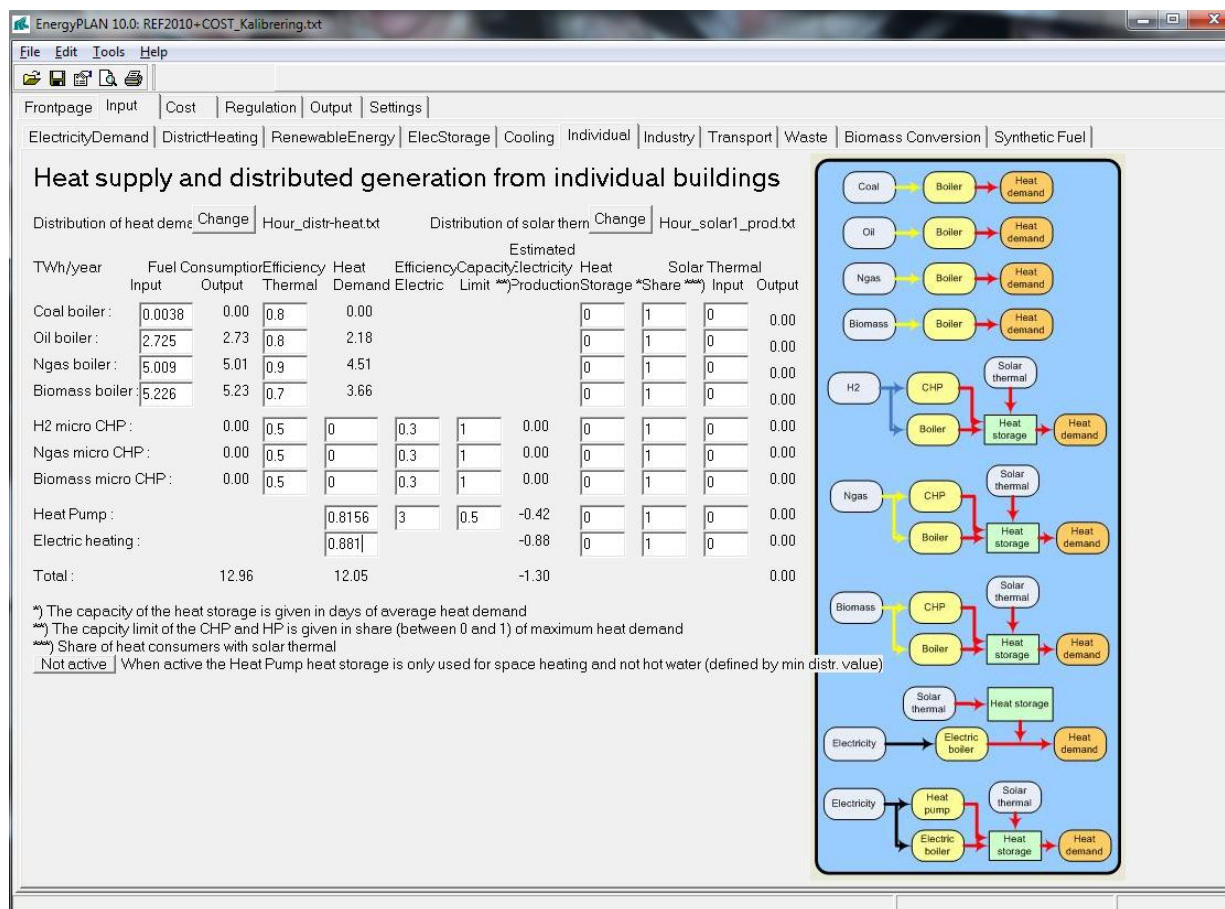


Figur 8 viser mængden af installeret vindenergi.

4.2.4 Individuel opvarmning

Under fanen "individual" indsættes brændselsforbruget anvendt til individuel opvarmning. Disse forbrugere er ikke tilknyttet noget fjernvarmenet og har derfor installeret individuelle kedler, der enten anvender kul, olie, naturgas eller biomasse. Dertil indtastes den gennemsnitlige varmekoefficient for hver af kedel typerne. Varmekoefficienterne er hentet fra CEESA ref2010. Udover dette indtastes også varmebehovet, der enten kommer fra varmepumper eller elektrisk opvarmning. Den gennemsnitlige virkningsgrad for varmepumperne er ligeledes hentet fra CEESA ref2010.

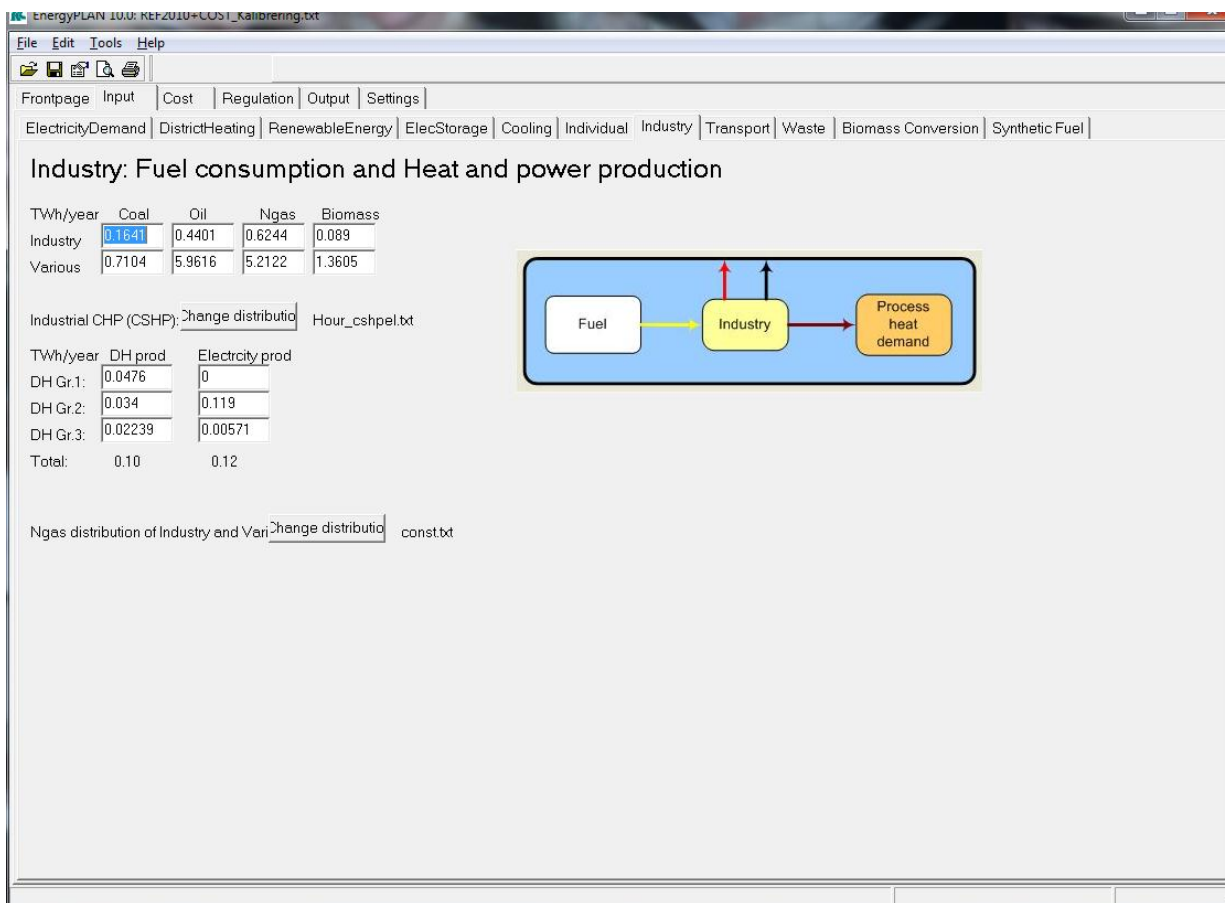
Disse forbrugere udgør husholdning, samt private og offentlige service. Brændselsforbruget er hentet fra energistyrelsens årlige energistatistik fra 2012, som indeholder nationale data. Derfor er talene her nedskaleret til Østdanmark med en faktor 0,448, som udgør forholdet mellem det Østdanske befolkningstal og hele Danmarks befolkningstal (Danmarks statistik 2013). Resultaterne kan ses på Figur 9.



Figur 9 viser brændselsforbruget for individuel opvarmning i 2010.

4.2.5 Industri

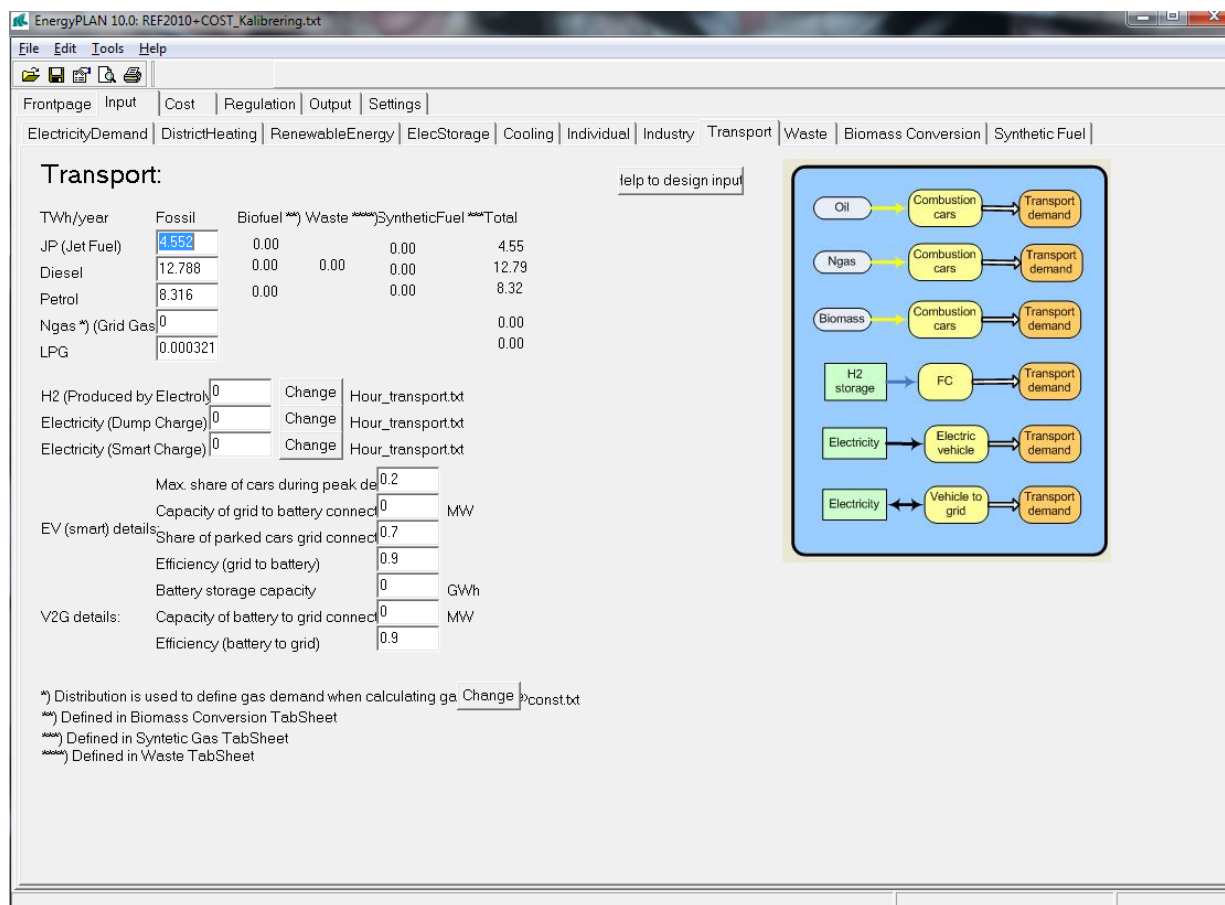
Her indtastes brændselsforbruget fra industrien, som er opdelt i brændsel anvendt til produktion af el og/eller varme og brændsel anvendt til procesformål. Varme og el produktion fra industrien indtastes også her, fordelt på gruppe 1, 2 og 3. Dataen for både varme og el produktionen samt brændselsforbruget til produktionen af varme og el stammer fra energiprocenttælling, mens brændselsforbruget anvendt til procesformål stammer fra energistyrelsens årlige energistatistik fra 2012. Resultaterne kan ses på Figur 10.



Figur 10 Viser brændselsforbruget, samt varme og el produktionen for industrien i 2010.

4.2.6 Transport

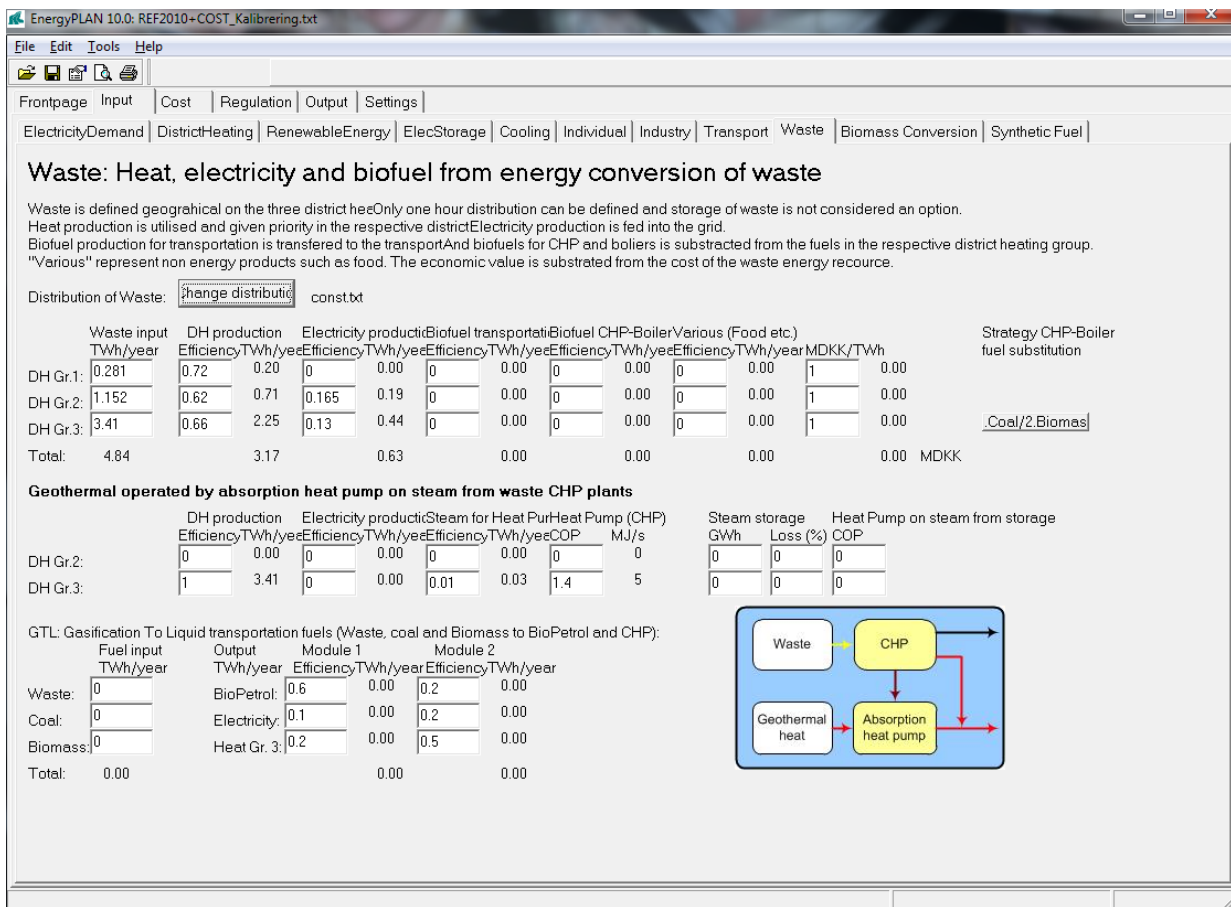
Her indtastes brændselsforbruget for hele transportsektoren i Østdanmark. Dataen stammer fra energistyrelsens årlige energistatistik fra 2012. Resultaterne kan ses på Figur 11. Diesel omfatter gas/dieselolie samt fuelolie og Petrol omfatter flyverbenzin samt motorbenzin.



Figur 11 Viser brændselsforbruget for hele transportsektoren i Østdanmark i 2010.

4.2.7 Affald

Her indtastes affaldsmængden anvendt i affaldsværkerne for gruppe 1, 2 og 3. Her skal ligeledes anvendes en el og varme virkningsgrad. Her indtastes også geotermisk energi. Dataen til denne kategori er hentet fra energiprocenttælling fra 2010. Resultaterne kan ses på Figur 12



Figur 12 viser affaldsmængden anvendt i affaldsværkerne for gruppe 1, 2 og 3 samt geotermisk energi.

4.2.8 Omkostninger for energisystemet

Omkostningerne for energisystemet er fordelt på brændsel, drift og vedligeholdelsesudgifter samt afskrivninger på anlæg. Afskrivningerne på anlæg afhænger af det enkelte anlægs levetid samt en fælles kalkulations rente for alle anlæg på tre procent. For varmebesparelser og omlægningen til fjernvarme sættes levetiden på 50 år og ligeledes en kalkulations rente på tre procent. Denne antagelse stemmer overens med IDA klimaplan 2050, hvor der blandt andet argumenteres for, at en lav kalkulations rente burde anvendes for investeringer i infrastrukturen med en lang levetid.

Brændselspriser og CO₂-kvotepriser er hentet fra energistyrelsens *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet fra 2011* (Energistyrelsen 2011), se Tabel 2. De variable omkostninger for fjernvarme- samt kraftvarmeverkerne stammer fra *The role of district heating in future renewable energy systems* (Lund et al 2010), se Tabel 3.

Investerings- samt de faste omkostninger stammer primært fra energistyrelsens teknologikatalog fra 2012 (Energistyrelsen 2012a). Se appendiks 10.2. Samtlige priser afspejler 2020 priser og anvendes i alle scenarier.

2011-DKK/GJ	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	LPG	Energipil	Biomasse
2020 priser	67,8	22,9	88,2	111,6	111,6	112,8	119,4	126,0	34,9	54,5

Tabel 2 Viser fremskrevet brændselspriser for 2020 som anvendes i alle scenarier.

Værktype	Variable drifts og vedligeholdelses omkostninger.
Fjernvarmeværkerne	1,1 DKK/MWh_th
Kraftvarmeværkerne	20 DKK/MWh_el

Tabel 3 viser de variable drifts og vedligeholdelses omkostninger for alle værker inkluderet og anvendes i alle scenarier.

4.2.9 Reguleringsstrategi for energisystemet

I tilfælde af el overløb er det i modellen valgt at regulere energisystemet ved først at erstatte decentral KV produktion med kedelproduktion, hvorefter den centrale KV produktion erstattes med kedelproduktion, og hvis dette ikke er nok til at fjerne el overløbet erstattes kedelproduktion med elektrisk opvarmning. Udover dette er det valgt, at "minimum stabilisation share" skal være på 30 %, hvilket betyder, at 30 % af den samlede el produktion skal stamme fra værker, som har en stabiliseringsfunktion på el nettet. I modellen er disse værker karakteriseret som de centrale værker. Dette kan have den betydning, at uanset andelen af vedvarende energi kilder i systemet vil minimum 30 % af el produktionen stamme fra centrale værker.

4.3 Referencescenariet for 2010

I Tabel 4 vises resultatet af moduleringen af det Østdanske energisystem i 2010. Dette scenarie vil i det videre analysearbejde anvendes som et fundament for opbygningen af et referencescenarie for 2025 samt et scenarie for hovedstadsområdets klimaplan 2025.

Input:	Enhed	Ref2010
Elforbrug	TWh/år	14,55
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	15,74
Individuel opvarmning	TWh/år	12,96
Industri inkl. Service	TWh/år	14,56
Transport inkl. Fly og skibe	TWh/år	25,66
Gns. Effektivitet cen. K/V	%	30/61
Gns. Effektivitet dec. K/V	%	31,7/51,7
Gns. Effektivitet kondens	%	37,1
Primærenergiforbrug:		
Vind og sol	TWh/år	1,92
Kul	TWh/år	19,39
Olie	TWh/år	36,86
Naturgas	TWh/år	20,32
Biomasse	TWh/år	19,49
Total	TWh/år	97,97
Nøgletal:		
Kondens el i % af el-behov	%	47,00
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	9
CO2- emission	Ton/år	21,28
El overløb	TWh/år	0
Årlige omkostninger	Million DK	35.527,00

Tabel 4 Viser referencescenariet for 2010 som er opbygget ud fra energiprocenttælling.

I Tabel 5 sammenholdes brændselsforbruget for ref2010 med det aktuelle brændselsforbrug fra energiprocenttælling. Forskellene i brændselsforbruget herunder primært kulforbruget skyldes, at kondensværkerne i modellen for Østdanmark i 2010 producerer mere el end, hvad de aktuelle værker i virkeligheden producerer. Dataen i energiprocenttælling dækker over det aktuelle brændselsforbrug til el produktionen og ikke til det samlede elforbrug, hvorimod modellen sigter på at opfylde det samlede elforbrug. Eller sagt på en anden måde dækkes det samlede elforbrug for Østdanmark i 2010 ikke kun af værkerne i Østdanmark, idet el nettet er forbundet med omverdenen. I modellen er der afgrænset for el handel med omverdenen og derfor bliver det samlede el forbrug dækket af værkerne i Østdanmark.

Reduceres el behovet i modellen så det svare til den aktuelle el produktion ender brændselsforbruget på samme niveau som brændselsforbruget i virkeligheden.

<i>Primærenergiforbrug:</i>	Enhed	Aktuelle forbrug i 2010	Ref2010
Vind og sol	TWh/år	1,92	1,92
Kul	TWh/år	13,54	19,39
Olie	TWh/år	36,40	36,86
Naturgas	TWh/år	19,63	20,32
Biomasse	TWh/år	18,32	19,49
Total	TWh/år	89,81	97,97

Tabel 5 viser det aktuelle brændselsforbrug for det østdanske energisystem i 2010 sammenholdt med brændselsforbruget, som EnergyPlan modellen for det Østdanske energisystem kommer frem til

4.4 Forudsætninger for analysemetode

Indledningsvist er der bygget tre referencescenarier. To referencescenarier for 2010, som er opbygget ud fra to forskellige datakilder: Et; ved anvendelse af data fra energiprocenttælling, som er beskrevet ovenover, og et; ved anvendelse af Energistyrelsens basisfremskrivning fra oktober 2012 (Energistyrelsen 2012b). Det tredje referencescenarie er for 2025 og er ligeledes opbygget ud fra data fra basisfremskrivning.

Først opbygges ref2010 ud fra energiprocenttælling. Dette scenarie dikterer derefter, hvorledes de resterende scenarier skal opbygges. Grunden til valget af energiprocenttælling som den primære kilde til modulering af Østdanmarks energisystem er, at det indeholder detaljeret informationer om alle el- og varmeproducerende værker for hele Danmark og derfor anses for at kunne afspejle virkeligheden bedst muligt.

Formålet med opbygningen af referencescenariet for 2010 ud fra basisfremskrivning (herefter ref2010ENS) er dels at undersøge, hvor meget ref2010ENS kan tilnærme sig det samme resultat som for ref2010, der er bygget ud fra energiprocenttælling, som er langt mere detaljeret end basisfremskrivningen og dels for at undersøge, hvilken tilgang der skal anvendes, når referencescenariet for 2025 skal opbygges ud fra basisfremskrivning (herefter ref2025ENS).

Ref2025ENS anvendes som sammenligningsgrundlag og som et fundament for opbygning af hovedstadsområdet klimaplan i 2025 scenariet (HOV2025). Opbygningen af HOV2025 er foregået ved hjælp af de vedtagne tiltag og virkemidler, som er beskrevet i afsnit 3

Strukturen af ref2010ENS samt ref2025ENS er opbygget således, at det ligner strukturen af ref2010. Det, der adskiller ref2010ENS og ref2025ENS fra ref2010 er input dataen, hvor ref2010 anvender data fra energiprocenttælling, mens ref2010ENS og ref2025ENS anvender data fra energistyrelsens basisfremskrivning. Dvs. at scenarierne er opbygget på samme måde, blot med forskellige data.

Strukturen for ref2010ENS samt ref2025ENS er fundet ved at anvende samme forholdstal, som findes mellem ref2010 og resten af Danmark ud fra energiprocenttælling. Dette er gjort, dels for at opnå samme

struktur for alle scenarier, og dels fordi energistyrelsens basisfremskrivning er opgjort for hele Danmark. Dermed kan de fundne forholdstal direkte ganges på basisfremskrivningen.

Tabel 6 viser forholdstallet mellem fjernvarmeproduktionen i Østdanmark og hele den nationale fjernvarmeproduktion. F.eks. kan det ses at gruppe 3 i Østdanmark producerer ca. 26 % af hele Danmarks fjernvarmeproduktion.

Tabel 7 viser forholdstallet for brændselsforbruget i hver kategori og det nationale brændselsforbrug. F.eks. kan det ses, at gruppe 3 i Østdanmark forbruger ca. 26 % af hele det nationale kulforbrug. For gruppe 3 er der endvidere fundet forholdet mellem brændsel anvendt i KV drift og kondens drift se Tabel 8

Totalt leveret varme	38 %
Gruppe 1	4 %
Gruppe 2	8 %
Gruppe 3	26 %

Tabel 6 viser forholdet mellem den østdanske fjernvarmeproduktion og hele Danmarks fjernvarmeproduktion i 2010. Gruppe 1, 2 og 3 afspejler, hvordan fjernvarmenettet er moduleret i ref2010 og er ikke nødvendigvis den eneste fordeling, der findes.

Disse forholdstal er derefter ganget på basisfremskrivningen.

Mht. kapaciteterne og virkningsgraderne for alle værker samt varmelagres kapaciteten er det her valgt at anvende de samme værdier i alle scenarier, som er fundet ud fra energiprocenttælling. Dermed antages det også, at der ikke installeres yderligere kapacitet frem til år 2025.

For ref2010 er elforbruget fundet ud fra Energinets markedsdata udtræk, men for ref2010ENS og ref2025ENS anvendes her basisfremskrivningen. Elforbruget for ref2010ENS og ref2025ENS er fundet ved at addere alt elforbruget i de respektive år minus el handel for derefter at nedskalere summen med en faktor 0,405. Denne faktor er fundet ud fra Energinets markedsdata udtræk, hvor elforbruget i Østdanmark de sidste fem år har ligget på ca.40,5 % af hele Danmarks elforbrug.

	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	boiler 2	boiler 3	Erhverv 1	Erhverv 2	Erhverv 3	Affald 1	Affald 2	Affald 3
Kul		2,52%	26,18%			0,24%	0,13%				
olie	0,15%	1,04%	21,95%	3,13%	11,40%	0,51%	9,72%	0,01%			
N.gas	1,44%	11,05%	19,89%	0,58%	2,49%	0,17%	2,07%	0,28%			
biomasse	5,83%	3,99%	30,15%	1,07%	0,25%	0,18%	0,28%	0,05%			
Affald									2,27%	8,99%	32,45%

Tabel 7 viser forholdet mellem hver gruppes brændselsforbrug og det nationale brændselsforbrug.

	Kul	Olie	Naturgas	Biomasse
KV drift	29%	31%	81%	81%
Kondens drift	71%	69%	19%	19%

Tabel 8 viser forholdet mellem brændsel anvendt i KV drift og kondens drift i gruppe 3 for Østdanmark.

I Tabel 9 vises resultatet af ref2010ENS, hvor det sammenlignes med ref2010.

<i>Input:</i>	Enhed	Ref2010ENS	Ref2010
Elforbrug	TWh/år	14,40	14,55
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	15,62	15,74
Individuel opvarmning	TWh/år	11,73	12,96
Industri inkl. Service	TWh/år	14,02	14,56
Transport inkl. Fly og skibe	TWh/år	25,66	25,66
<i>Primærenergiforbrug:</i>			
Vind og sol	TWh/år	1,92	1,92
Kul	TWh/år	18,51	19,39
Olie	TWh/år	36,14	36,86
Naturgas	TWh/år	20,52	20,32
Biomasse	TWh/år	18,02	19,49
Total	TWh/år	95.12	97,97
<i>Nøgletal:</i>			
Kondens el i % af el-behov	%	44,37	47,00
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	9	9
CO2- emission	Ton/år	20,77	21,28
El overløb	TWh/år	0	0
Årlige omkostninger	Million DK	34.740,00	35.527,00

Tabel 9 Viser ref2010ENS i forhold til ref2010.

Forskellene mellem ref2010ENS og ref2010 skyldes primært forskellen i elforbruget og fjernvarmeforbruget, der i basisfremskrivningen er lavere end i energiprocenttælling. Denne forskel øger brændselsforbruget i ref2010 og dermed CO₂ udledningen. Derudover er niveauerne i basisfremskrivning lidt lavere ift. fjernvarmeforbruget, individuel opvarmning, samt industri inkl. service og derfor er de årlige omkostninger lavere i ref2010ENS.

Ref2025ENS scenariet er derefter opbygget ved hjælp af samme fremgangsmåde som for ref2010ENS scenariet. Fjernvarmeforbruget i alle scenarier er fundet ved at addere al varmeproduktion fra alle værker og ikke fjernvarmeforbruget ved slutbruger. Når fjernvarmeforbruget i 2010 sammenlignes med fjernvarmeforbruget i 2025 ligner det, at der enten er sket en varmebesparelse på ca. 16 % eller en kombination af omlægelse fra individuel opvarmning til fjernvarme og varmebesparelser. Umiddelbart er det svært at identificere, hvilket af tiltagene der bærer den største konsekvens af den reduktion i fjernvarmeforbruget. Grunden til denne forskel kan skyldes, at varmeproduktionen i basisfremskrivning og energiprocenttælling ikke er graddagskorrigerede. Anvendes fjernvarmeforbruget ved slutbruger, som er graddagskorrigerede fra basisfremskrivningen, ender fjernvarmeforbruget i 2010 på 14,37 TWh. Dette fjernvarmeforbrug kan derefter sammenlignes med fjernvarmeforbruget i 2025 som ligeledes er graddagskorrigerede. Varmebe-
 sparelsen er dermed på 7,4 %. Udover denne metodiske forskel er der i basisfremskrivningen også sket en omstilling fra individuel opvarmning til fjernvarme. Dette forvrænger ligeledes varmebe-
 sparelsesandelen. Derfor udregnes størrelsen af omlægningen fra 2010 til 2025 for hhv. produktionserhverv, servicevirksomheder samt husholdningen og adderes med deres respektive fjernvarmeforbrug i 2010. Dette viser, hvordan udviklingen ville se ud, hvis der omlægges til fjernvarme uden nogen varmebe-
 sparelses initiativer. For at finde frem til varmebe-
 sparelsesandelen, som er indregnet i basisfremskrivningen, trækkes fjernvarmeforbruget i 2025 fra fjernvarmeforbruget uden varmebe-
 sparelser se,

Tabel 10. Tallene i tabel 10 er for hele Østdanmark. For at finde hovedstadsområdet andel nedskaleres tallene yderligere med en faktor 0,53 fra nuværende niveau se Tabel 11.

PJ	2010 fjv.	2025 fjv.	Omlægning fra individueel til fjv. fra 2010 til 2025	Uden varmebe- sparelser i 2025 fjv.	Varmebe- sparelses andel i 2025	Varmebe- sparelser i %
Produktionserhverv	2,95	3,97	1,51	4,46	0,49	11 %
Servicevirksomhed	14,18	11,76	0,98	15,15	3,40	22 %
Husholdninger	30,62	29,33	6,10	36,72	7,38	20 %

Tabel 10 viser, hvordan varmebe-
 sparelsesandelen er udregnet. Tallene er nedskalret til Østdanmark med en faktor 0,448

PJ	2010 fjv.	2025 fjv.	Omlægning fra individueel til fjv. fra 2010 til 2025	Uden varmebe- sparelser i 2025 fjv.	Varmebe- sparelses andel i 2025	Varmebe- sparelser i %
Produktionserhverv	1,56	2,10	0,80	2,36	0,26	11%
Servicevirksomhed	7,51	6,23	0,52	8,03	1,80	22%
Husholdninger	16,23	15,55	3,23	19,46	3,91	20%

Tabel 11 viser hovedstadsområdet andel. Tallene fra Tabel 10 er nedskalret med en faktor 0,53 som er forholdet mellem hovedstadsområdet og hele Østdanmark befolkningsmæssigt.

Grunden til, at der i opbygningen af ref2010ENS og ref2010 alligevel er anvendt data, som ikke er graddagskorrigerede, er pga. et forsøg på at tilnærme modellen i EnergyPlan det virkelige energisystem, som det præcist så ud i 2010. Med andre ord er EnergyPlan modellen kalibreret, således at den efterligner det virkelige energisystem bedst muligt.

Nedenfor i Tabel 12 ses resultaterne af moduleringen af ref2025ENS samt HOV2025. Ref2025ENS afspejler, hvordan energisystemet kommer til at udvikle sig, hvis der ikke foretages flere tiltag eller virkemidler, end der er implementeret i basisfremskrivning – et såkaldt ”frozen police” scenarie som energistyrelsen kalder det – og HOV2025 afspejler, hvordan energisystemet udvikler sig, når tiltagene for hovedstadsområdet klimaplan 2025 implementeres.

Det vurderes, at der i basisfremskrivningen allerede er implementeret mange af de nævnte tiltag i afsnit 3. Derfor implementeres kun de tiltag, der vurderes ikke er inkluderet i basisfremskrivningen i HOV2025. De tiltag, der ikke vurderes implementeret i basisfremskrivningen er:

- El besparelser
- Udvidelse af geotermi
- Omstillingen af spids- og reservelast til biomasse
- Ekstra varmelager
- Omlæggelse fra individuel naturgas til fjernvarme på 7,05 PJ $\approx$ 1,95 TWh

Ifølge energistyrelsens årlige energistatistik fra 2012 forbruger handels- og servicevirksomheder ca. 32 % af det samlede nationale elforbrug og husholdningen forbruger ca. 27 % i 2010. Disse forholdstal anvendes til at kunne udregne størrelsen af el reduktionen hhv. 20 % i handels- og servicevirksomheder og 10 % i husholdningen. Elforbruget er fratrullet elforbruget til opvarmningen, som allerede er inkluderet i modellen. Det antages, at det samme forhold eksisterer for Østdanmark. Dvs. 32 % af elforbruget forbruges af handels- og servicevirksomheder og 27 % af elforbruget forbruges af husholdningen. Hermed forbruger handels- og servicevirksomheder ca. 4,6 TWh og husholdningen ca. 3,8 TWh i Østdanmark i 2010. Disse værdier nedskales til hovedstadsområdet med en faktor på 0,53, som udtrykker forholdet mellem hovedstadsområdet og hele Østdanmark befolkningsmæssigt, hvorefter de respektive reduktions mål findes. Resultatet bliver, at hovedstadsområdet reducerer elforbruget med ca. 0,7 TWh i 2025 i forhold til 2010.

Omkostningerne for el besparelserne er fundet ved at opskalere den omkostning – som i Københavns klimaplan er vurderet ifm. varme og el besparelser i Københavns kommune – til hovedstadsområdet. Derefter er omkostningerne for varmebesparelserne trukket fra og omkostningerne ved el besparelser ender derfor på ca. 2,2 kr/KWh

Ifølge VPH2025 vurderes omkostningerne for omlægningen fra individuel naturgas til fjernvarme til at ligge på hhv. 2,7 kr/KWh for erhverv og større ejendomme og 5 kr/KWh for parcelhuse. Denne pris antages at afspejle gennemsnitsprisen i tilfælde af, at hele potentialet på 11,6 PJ omlægges til fjernvarme samtidig med, at der ikke foretages varmebesparelser. Varmebesparelser øger omkostningerne for omlægningen, da energitætheden falder i de områder, der forbindes til fjernvarmen. Derfor kræves der flere omlægninger for at opnå samme omlægningsandel som før varmebesparelserne. Udregnes et væg-

tet gennemsnit ender omlægnings omkostningerne på 3,62 kr/KWh. Denne pris anvendes både i ref2025ENS og HOV2025.

Mht. varmebesparelsesomkostningerne anvendes den marginale omkostning, som er beregnet i afsnit 5. Denne omkostning dækker over en varmebesparelse på 50 % for hele bygningsmassen i Danmark. Den marginale omkostning afspejler prisen for det ekstra tiltag, der kræves for at opnå varmebesparelsen i forbindelse med en løbende renovering, der alligevel skulle foretages. For at finde den marginale omkostning ved 20 % varmebesparelser kan den beregnede marginale omkostning i afsnit 5 ikke direkte anvendes, idet prisen for de første varmebesparelser er lavere end de sidste varmebesparelser. Ifølge SBI (Wittchen 2009) er den marginale omkostning ved 23 % varmebesparelser ca. en tredjedel af den marginale omkostning ved 47 % varmebesparelser. Derfor nedskales de beregnede marginale omkostninger med en faktor 0,33. Varmebesparelsesomkostningerne bliver dermed ca. 3,63 kr/KWh. Denne pris anvendes både i ref2025ENS og HOV2025.

Idealt burde der foretages en analyse af hele bygningsmassen i Østdanmark for derefter at udregne en specifik marginal omkostning for hver bygningstype og bygningens alder, men pga. tidsmangel er det valgt at anvende denne tilgang, der dog vurderes som et kvalificeret bud.

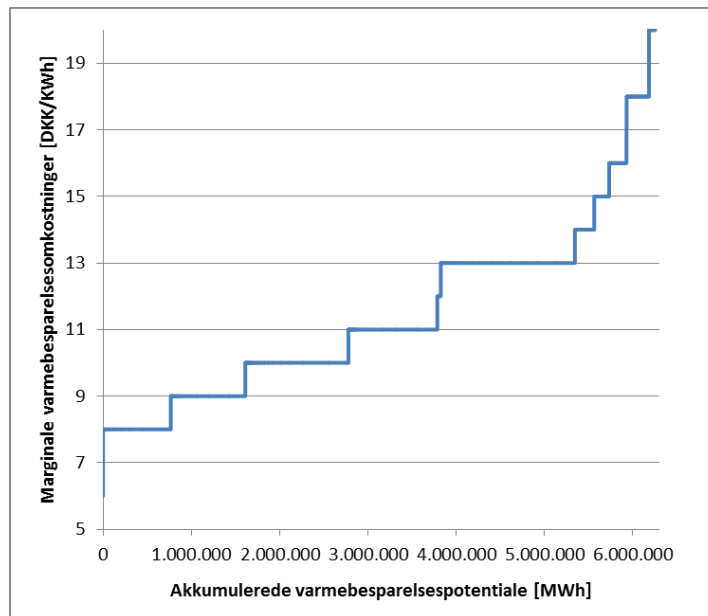
<i>Input:</i>	Enhed	Ref2025ENS	HOV2025
Elforbrug	TWh/år	15,48	14,86
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	13,30	15,25
Individuel opvarmning	TWh/år	9,05	6,88
Industri inkl. Service	TWh/år	13,63	13,63
Transport inkl. Fly og skibe	TWh/år	27,04	27,04
<i>Primærenergiforbrug:</i>			
Vind og sol og geot.	TWh/år	5,64	5,71
Kul	TWh/år	11,37	9,81
Olie	TWh/år	35,59	35,31
Naturgas	TWh/år	12,16	10,00
Biomasse	TWh/år	26,71	27,77
Total	TWh/år	91,48	88,59
<i>Nøgletal:</i>			
Kondens el i % af el-behov	%	39,59	33,17
Kedler i % af fjern-varme-behov	%	2,2	4,7
CO2- emission	Ton/år	16,48	15,40
El overløb	TWh/år	0,32	0,32
Årlige omkostninger	Million DK	36.521,00	36.187,00

Tabel 12 viser ref2025ENS og HOV2025, hvor tiltagene for hovedstadsområdets klimaplan 2025 er implementeret.

5. Varmeatlas for hovedstadsområdet

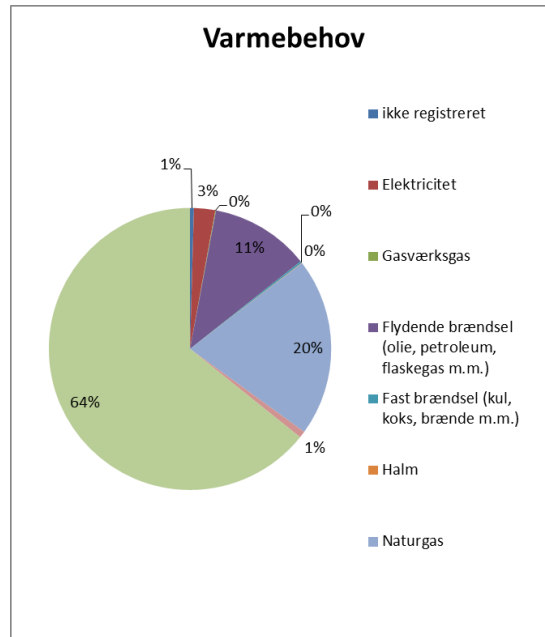
Ud fra data fra bygnings og boligregistret, Aalborg Universitet og Plansystemdanmark er varmebehovet, omkostningerne ved varmebesparelser, brændselsforbruget, varmeinstallation samt zoneopdelingen i hovedstadsområdet plus Køge og Lyngby analyseret. Disse data er fra 2009. Denne analyse er dels foretaget for at vurdere potentialet for varmebesparelser samt tilhørende omkostninger og for at undersøge om der er yderligere potentiale for udvidelse af fjernvarmenettet, der går udover den vurdering, som er foretaget af VPH2025 og VF.

På AAU er varmebehovet samt omkostningerne for 50 % varmebesparelser beregnet hos hver enkelt slutbruger/bygning. Udfaldet af beregningen er den totale og marginale omkostning for en bestemt varmebesparelse for en bestemt type bygning. Denne beregning er derefter anvendt til at lave et diagram, der viser den marginale omkostning ved varmebesparelser i forhold til det akkumulerede varmebesparelsespotentiale. På denne måde kan det udtrykkes, hvordan prisen for varmebesparelser kommer til at udvikle sig ift. mængden af varmebesparelser, se Figur 13.



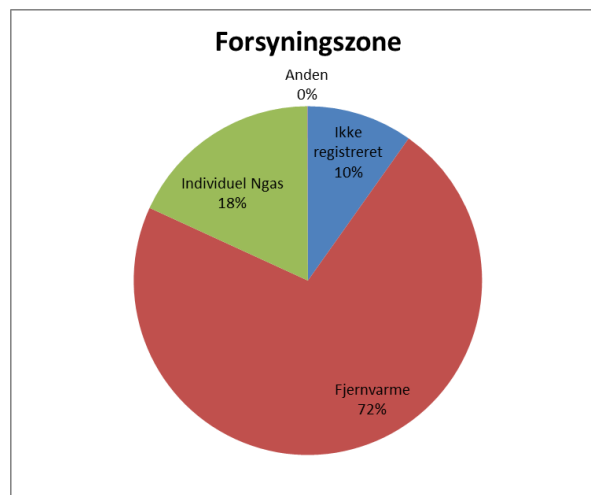
Figur 13 viser marginale varmebesparelsesomkostning ift. det akkumulerede varmebesparelsespotentiale.

På Figur 14 kan det ses, hvorledes det beregnede varmebehov procentvis fordeler sig på opvarmningsmetode. Det ses, at størstedelen af varmekonsumenterne 64 % anvender fjernvarme efterfulgt af naturgas på 20 % og individuel olieovn på 11 %.



Figur 14 viser, hvordan varmebehovet procentmæssigt fordeler sig på opvarmningsmetode.

På Figur 15 ses, hvorledes det beregnede varmebehov er fordelt på de respektive forsyningszoner, som bestemmes af hver enkelt kommune. Det ses, at størstedelen af varmebehovet ligger indenfor fjernvarmezonen 76 % efterfulgt af naturgas på 18 %. Sammenlignes Figur 14 og Figur 15 med hinanden ses det, at der er bygninger indenfor fjernvarmezonen, der ikke anvender fjernvarme, men eksempelvis naturgas eller anden opvarmning f.eks. individuel oliefyr.



Figur 15 viser, hvorledes varmebehovet fordeler sig i forhold til forsyningszonerne.

I Tabel 13 ses varmebehovet opgivet i TWh/år i forhold til forsyningszonerne og opvarmningsmetode. Ifølge VPH2025 og VF er potentialet for omlægning fra individuel naturgas til fjernvarme på ca. 11,6 PJ $\approx$ 3,2 TWh. Dette stemmer ikke overens med, hvad der er kommet frem til i denne analyse, idet naturgas kun udgør 2,4 TWh. Derfor vurderes det, at der i VPH2025 og VF vurdering af potentialet også er inkluderet andre opvarmningsmetoder end naturgas. Derfor vurderes det, at der i alt er et potentiale på

ca. 4,3 TWh hvis alle bygninger omlægges til fjernvarme. Dermed er der et potentiale for yderligere omlæggelse på 1,1 TWh udover VPH2025 og VF vurdering.

Zone	ikke registreret	Elektricitet	Gasværksgas	Flydende brændsel (olie, petroleum, flaskegas m.m.)	Fast brændsel (kul, koks, brænde m.m.)	Halm	Naturgas	Anden opvarmning end el, gas, flydende/fast brændsel og halm	Fjernvarme (genereret kode)	Sum
Ikke registreret	0,0077	0,085	0,001	0,343	0,012	0,005	0,530	0,010	0,193	1,188
Fjernvarme	0,044	0,081	0,005	0,587	0,006	0,000	0,582	0,070	7,334	8,710
Individuel Ngas	0,002	0,122	0,003	0,446	0,006	0,001	1,357	0,011	0,241	2,190
Anden	0,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,006
Sum	0,053	0,294	0,009	1,376	0,025	0,006	2,470	0,092	7,768	12,093

Tabel 13 Viser varmebehovet opgivet i [TWh/år] i forhold til forsyningszonerne samt opvarmningsmetode.

Det skal pointeres, at ca. 15 procent af alle bygninger ikke er registreret i BBR ift., hvilke varmeinstallationer de anvender. Disse bygninger anvendes primært af industrien og den private service. Dette skaber derfor en usikkerhed omkring, hvor stort potentialet i virkeligheden er for omlægningen fra individuel opvarmning til fjernvarme.

6. Energisystemanalyse

Her analyseres konsekvenserne af varmebesparelser og omlægning til fjernvarme tiltagene, der er implementeret i HOV2025. Disse to tiltag tages ud af HOV2025 scenariet og implementeres enkeltvis derefter. Denne tilgang antages at kunne vise det enkelte tiltags konsekvenser. Resultaterne fra de forskellige scenarier adderes sammen og sammenholdes med HOV2025, hvor begge tiltag er implementeret samtidigt. Denne tilgang antages at kunne fremvise, om der er en synergieffekt eller ej ved samtidig implementering af begge tiltag. Tiltagene kan ses i Tabel 14.

Først opbygges et scenarie uden varmebesparelser og omlægning til fjernvarme i hovedstadsområdet. Dette gøres ved at trække de to nævnte tiltag ud af HOV2025, hvor 20 procents varmebesparelser og omlægning til fjernvarme for 11,6 PJ $\approx$ 3,2 TWh er implementeret. Dette scenarie kaldes for HOV2025_0. Derefter implementeres tiltagene enkeltvis i HOV2025_0, hvor HOV2025_1 refererer til et scenarie med 20 procents varmebesparelser og HOV2025_2 refererer til et scenarie, hvor 11,6 PJ $\approx$ 3,2 TWh omlægges fra individuel naturgas til fjernvarme, se Tabel 15

Udover de nævnte scenarier opbygges et scenarie, hvor der implementeres ekstra omlægning til fjernvarme på 1,1 TWh, som er fundet udfra analysen i afsnit 5. Dette scenarie kaldes for HOV2025_3. Dette gøres ved at implementere yderligere 1,1 TWh til hovedstadsområdets fjernvarme samtidig med en reduktion i individuel opvarmning på 1,1 TWh i HOV2025.

Tiltag 1	Varmebesparelser 20 % ift. 2010 i hovedstadsområdet gr. 3	1,65 TWh/år
Tiltag 2	Omlægning fra individuel opvarmning til fjernvarme i hovedstadsområdet	3,2 TWh
Tiltag 3	Ekstra Omlægning fra individuel opvarmning til fjernvarme i hovedstadsområdet	1,1 TWh

Tabel 14 viser de forskellige tiltag, der enkeltvis implementeres i HOV2025_0.

<i>Input:</i>	Enhed	HOV2025_0	HOV2025_1	HOV2025_2	HOV2025_3	HOV2025
Elforbrug	TWh/år	14,81	14,77	14,90	14,89	14,86
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	13,70	12,05	16,90	16,35	15,25
Individuel opvarmning	TWh/år	10,44	10,44	6,88	5,60	6,88
Industri inkl. Service	TWh/år	13,63	13,63	13,63	13,63	13,63
Transport inkl. Fly og skibe	TWh/år	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04
<i>Primærenergiforbrug:</i>						
Vind og sol	TWh/år	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
Kul	TWh/år	10,41	11,11	9,27	9,44	9,81
Olie	TWh/år	35,36	35,45	35,30	34,77	35,31
Naturgas	TWh/år	13,29	12,96	10,21	9,40	10,00
Biomasse	TWh/år	26,63	25,53	29,08	28,63	27,77
Total	TWh/år	91,39	90,74	89,56	87,95	88,59

<i>Nøgletal:</i>						
Kondens el i % af el-behov	%	37,0	41,6	29,6	30,8	33,1
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	2,9	1,9	7,4	6,5	4,7
CO2- emission	MTon/år	16,31	16,51	15,25	15,01	15,40
El overløb	TWh/år	0,37	0,41	0,28	0,29	0,32
Årlige omkostninger	Million DK	36.276,00	36.306,00	36.224,00	36.068,00	36.187,00

Tabel 15 viser konsekvenserne af hvert enkelt tiltag både hver for sig og samtidig.

I Tabel 16 ses sammenligningen af et scenarie, hvor konsekvenser fra HOV2025_1 og HOV2025_2 ift. HOV2025_0 er summerede, og HOV2025, hvor begge tiltag samtidig er implementeret.

<i>Input:</i>	Enhed	Et scenarie hvor alle konsekvenserne fra HOV2025_1 og HOV2025_2 er summerede.	HOV2025
Elforbrug	TWh/år	14,86	14,86
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	15,25	15,25
Individuel opvarmning	TWh/år	6,88	6,88
Industri inkl. Service	TWh/år	13,63	13,63
Transport inkl. Fly og skibe	TWh/år	27,04	27,04
<i>Primærenergiforbrug:</i>			
Vind og sol	TWh/år	5,71	5,71
Kul	TWh/år	9,97	9,81
Olie	TWh/år	35,39	35,31
Naturgas	TWh/år	9,88	10,00
Biomasse	TWh/år	27,98	27,77
Total	TWh/år	88,93	88,59
<i>Nøgletal:</i>			
Kondens el i % af el-behov	%	34,2	33,17
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	6,4	4,7
CO2- emission	Ton/år	15,45	15,40
El overløb	TWh/år	0,32	0,32
Årlige omkostninger	Million DK	36.254,00	36.187,00

Tabel 16 viser et scenarie, hvor konsekvenserne fra HOV2025_1 og HOV2025_2 er summerede ift. HOV2025_0 og HOV2025, hvor begge af tiltagene er implementeret samtidig.

Overordnet set opstår der en synergi effekt i det samlede system i forhold til summering af de enkelte scenarier. Denne synergieffekt viser sig i både CO₂ udledningen og de årlige omkostninger, hvor det primært er de årlige omkostninger, der reduceres.

I HOV2025_1 med varmebesparelserne sker der både en forøgelse af CO₂ og de årlige omkostninger ift. HOV2025_0. Forøgelsen af CO₂ skyldes, at idet varmebehovet falder, falder behovet for sammenproduktion hos KVV og der skabes større incitament for kondensproduktion. I hovedstadsområdet anvendes der en stor andel af biomasse i KV drift, mens der primært anvendes kul i kondensdrift. Dette bevirker, at der udledes mere CO₂, idet der anvendes mere kul, men idet prisen for kul er lavere end biomasse falder brændselsudgifterne. Besparelsen i brændselsudgifterne overgår dog ikke afskrivningen på varmebesparelserne og derfor stiger den samlede årlige omkostning for energisystemet. Det ses også, at el overløbet stiger ved implementering af varmebesparelser. Dette skyldes primært valget ift. den fikserede andel af kedelproduktion, som er valgt udfra historiske erfaringer omkring andelen af kedelproduktion ved værkerne (Lund 2012). Idet EnergyPlan modellen anvender gennemsnits kapaciteter og virkningsgrader for de samlede værker i hver gruppe kan modellen ikke simulere et udfald af et enkelt værk, f.eks. pga. reparationer eller lignende. Disse værker vil i virkeligheden overgå til kedelproduktion. Dette kan afhjælpes ved at bestemme minimumsproduktion fra kedlerne; den såkaldte fikserede kedel andel. El overløbet stiger derfor, idet minimums produktionen fra kedlerne fortrænger el opvarmning, som anvendes af modellen ifm. el overløb.

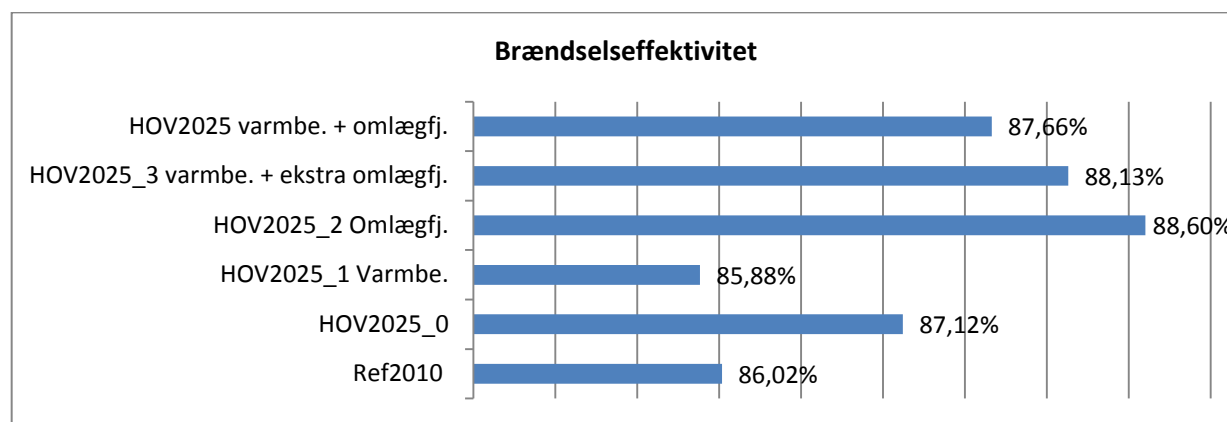
I HOV2025_2 med omlægningen falder både CO₂ udledningen og den årlige omkostning ift. HOV2025_0. I dette scenarie flyttes varmeproduktionen fra individuelle naturgas kedler til fjernvarmeproduktion. Selvom energimængden er den samme, som flyttes fra individuel opvarmning til fjernvarme, falder det totale brændselsforbrug, idet effektiviteten ved fjernvarmeproduktion er højere end individuel opvarmning. Idet fjernvarmebehovet stiger, stiger KV produktion ligeledes og fortrænger dermed el produktion i kondens drift. Dette sænker CO₂ udledningen pga. brændselsfordelingen mellem KV drift og kondensdrift, som beskrevet ovenover. Den årlige omkostning falder pga. en reducere i brændselsforbruget samt en reducere i investeringer i individuelle kedler, der overstiger investeringen i fjernvarme udvidelserne.

I HOV2025, hvor begge tiltag er implementeret samtidigt, ses det, at både CO₂ og de årlige omkostninger er reduceret ift. HOV2025_0. Ift. det summerede scenarie i Tabel 16 ses det, at der opstår en synergieffekt ved samtidig implementering af tiltagene, idet CO₂ og de årlige omkostninger er lavere i HOV2025. Umiddelbart tyder det på, at varmebesparelser i forbindelse med en udvidelse af fjernvarme er mindre omkostningstung end varmebesparelser alene. Det skal dog pointeres, at omkostningerne ved omlægningen til fjernvarme er de samme i alle scenarierne. Som beskrevet i afsnit 4.4 stiger omkostningerne ved omlægning til fjernvarme ifm. varmebesparelser. Derfor kan det ikke entydigt konkluderes om denne synergieffekt reelt sker.

I HOV2025_3 med ekstra omlægninger til fjernvarme ses det, at både CO₂ og de årlige omkostninger falder ift. HOV2025. I dette scenarie flyttes alt varmeproduktionen fra individuelle naturgas kedler samt 0,43 TWh fra individuelle oliekedler til fjernvarmeproduktion. Baggrunden for reducere i CO₂ og den årlige omkostning er den samme som for HOV2025_2.

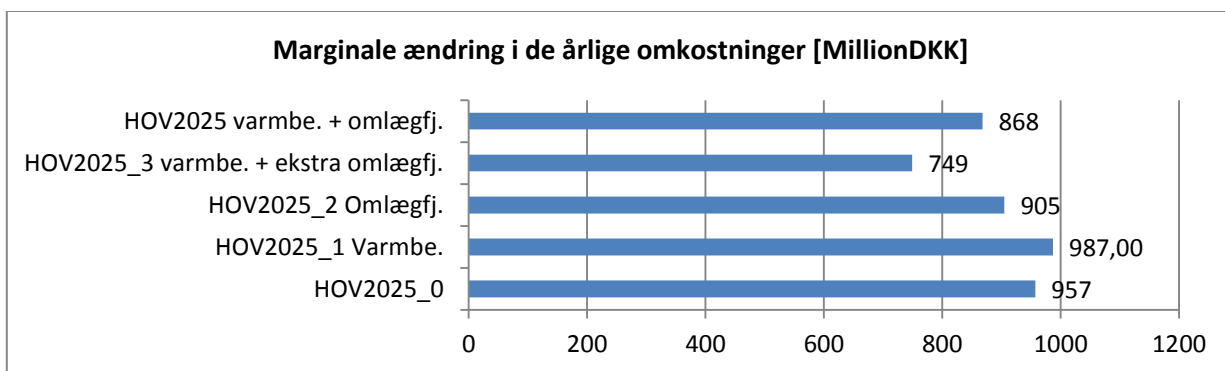
7. Diskussion

Analysen af varmebesparelser og omlægningen til fjernvarme i hovedstadsområdet viser at have en relativ lille effekt på den totale brændselseffektivitet for hele Østdanmark, se Figur 16. I Hov2025_0, hvor der hverken investeres i varmebesparelser eller omlægningen til fjernvarme i hovedstadsområdet ses det, at brændselseffektiviteten stiger ift. ref2010. Derimod falder brændselseffektiviteten, hvis der alene investeres i varmebesparelser, som HOV2025_1 scenariet viser. Den største ændring i brændselseffektivitet opnås ved alene at investere i omlægning til fjernvarme, som HOV2025_2 scenariet viser. Implementeres varmebesparelser og omlægning til fjernvarme samtidigt, som det er tilfældet i HOV2025 scenariet, falder brændselseffektiviteten ift. HOV2025_2, hvor der kun implementeres omlægning til fjernvarme.



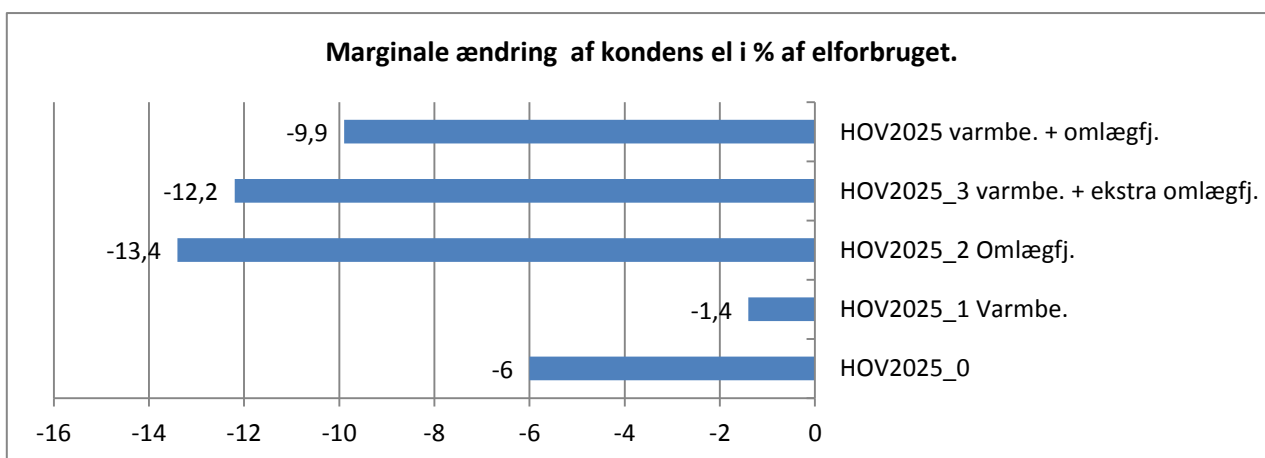
Figur 16 viser brændselseffektiviteten for de forskellige scenarier.

Ud fra brændselseffektivitet tyder det umiddelbart på, at omlægning til fjernvarme er det bedste alternativ. Men tages de årlige omkostninger med i betragtning, ses det, at en kombination af varmebesparelser og omlægning til fjernvarme giver den mindste årlige omkostning, se Figur 17. Hvis der alene implementeres varmebesparelser vil den årlige omkostning stige ift. ingen varmebesparelser. Omlægning til fjernvarme viser derimod, at det reducerer den årlige omkostning, både når det implementeres alene og sammen med varmebesparelser. Det billigste alternativ er en kombination af 20 % varmebesparelser og en total omlægning fra individuel opvarmning til fjernvarme.



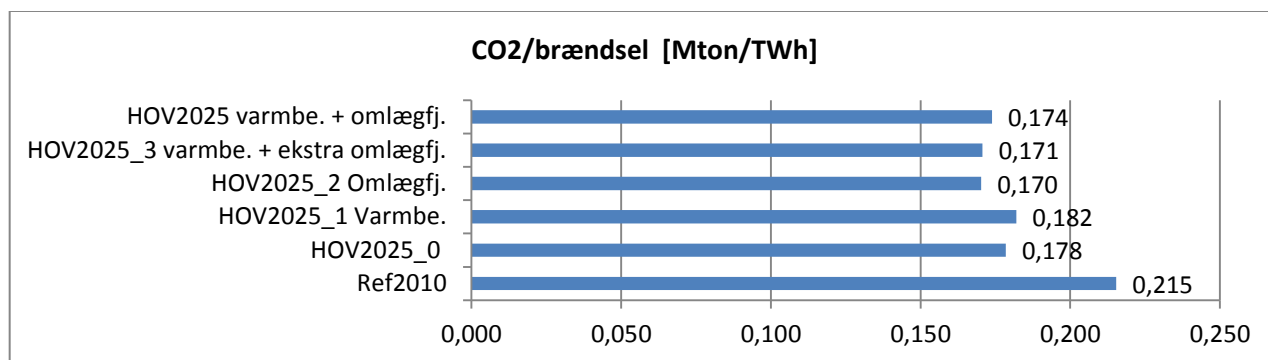
Figur 17 viser den marginale forskel i de årlige omkostninger mellem disse scenarier og ref2010 scenariet.

Ses der på andelen af kondens el i forhold til det samlede elforbrug reduceres dette i alle scenarierne ift. ref2010, se Figur 18. Den største reduktion opnås ved alene at implementere omlægning til fjernvarme, idet det øger KV produktionen i hovedstadsområdet. Det ses også, at implementering af varmebesparelser generelt øger kondensproduktionen ift. ingen implementering af varmebesparelser. Dette skyldes, i modsætning til det førnævnte, at behovet for KV produktionen falder i forbindelse med varmebesparelser og dermed øges kondensproduktionen.

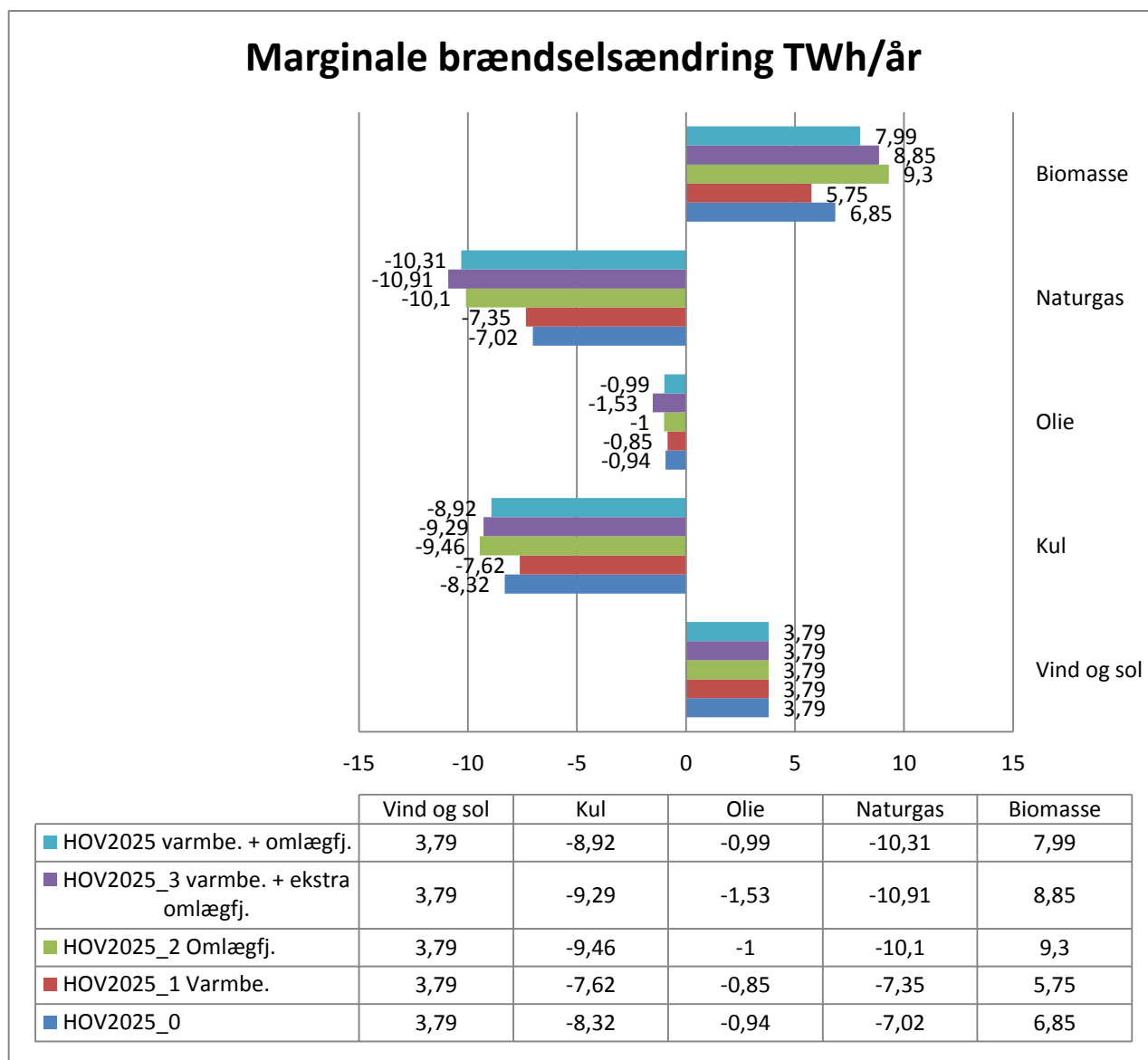


Figur 18 viser den marginale forskel af kondens el ift. det samlede elforbrug mellem disse scenarier og ref2010 scenariet.

Igen ses det i Figur 19, at varmebesparelser har en negativ indflydelse på energisystemet, hvor effektiviteten i dette tilfælde reduceres ift. hvor meget CO₂, der udledes per TWh brændsel. Dette skyldes, at varmebesparelser øger kondensproduktionen, som vist i Figur 18, og dermed øges kulforbruget, som det kan ses på Figur 20.

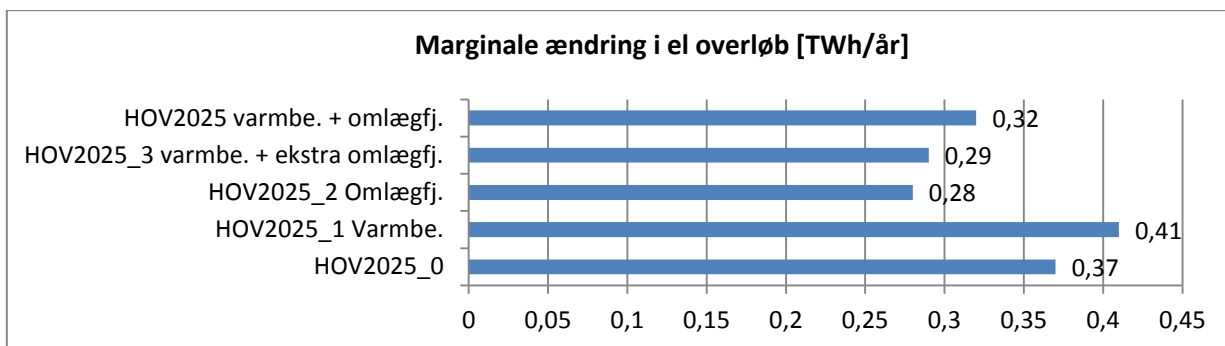


Figur 19 viser effektiviteten af energisystemet ift., hvor meget CO₂ der udledes per TWh brændsel.



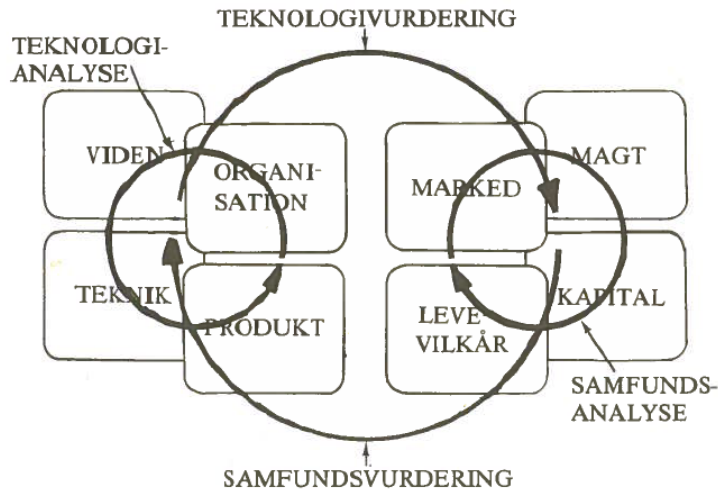
Figur 20 viser den marginale ændring i brændselsforbruget mellem disse scenarier og ref2010 scenariet.

Den sidste parameter, der diskuteres her er fleksibiliteten af energisystemet – her i form af andelen af el overløb. I alle scenarierne øges el overløbet ift. ref2010, men dette skyldes ikke kun implementeringen af varmebesparelser og/eller omlægning til fjernvarme. Der er i alle scenarierne implementeret en større andel af vindenergi ift. ref2010, som vurderes at bære en stor del af el overløbet, især ifm. den anvendte regulerings strategi, hvor 30 % af elforbruget skal produceres på centrale værker samtidig med, at det ikke er muligt at lukke ned for vindturbinerne. Udover dette ses det, at varmebesparelser øger el overløbet, mens omlægning til fjernvarme reducerer det.



7.1 Et helhedsperspektiv

Her vil resultaterne af analysen diskuteres op imod et større perspektiv – mere specifikt forholdet mellem den tekniske udvikling og det danske samfund som helhed. I bogen *samfundets teknologi* (Müller, Remmen & Christensen 1986) beskrives det dialektiske forhold mellem teknologien og samfundet, hvor der argumenteres for, at teknologiudviklingen betinger ændringer i samfundet og omvendt. På Figur 21 ses en model af de forskellige elementer som både teknologi- og samfundsbegrebet indeholder og hvordan de er forbundet med hinanden. Opsummerende lyder en af teoriens teser således; ”*Samtlige elementer i modellen er således forbundet, at en kvalitativ ændring af blot et af elementerne med tiden vil bewirke kvalitative ændringer i alle elementer. Omvendt gælder det at såfremt at følgeændring ikke gennemføres, da vil den første ændring ikke blive varig; den vil mislykkes*” (Müller, Remmen & Christensen 1986).



Figur 21 viser de forskellige elementer, som både teknologi- og samfundsbegrebet indeholder og hvordan de er forbundet med hinanden (Müller, Remmen & Christensen 1986).

Hvelplund, Lund og Sukkumnoed (2007) har arbejdet videre og udviklet denne teori ifm. analyse af et energisystem. Hvelplund (2005) har tilføjet profit, som et ekstra element til teknologibegrebet, da det antages brugbart ifm. at analysere ændringer i et energisystem. Ydermere har Hvelplund defineret begrebet *radikal teknologisk ændring* som en kvalitativ ændring, der vedrører mindst to af delelementerne i teknologibegrebet. I den sammenhæng hævder han; "At et skift fra et energisystem, der primært anvender fossile brændsler, til et energisystem med primært anvendelse af vedvarende energikilder kan betragtes som en radikal teknologisk ændring." (Hvelplund 2005).

Vurderes resultaterne af analysen op imod begrebet *radikal teknologisk ændring* kan det diskuteres, hvorvidt de opfylder kravet om kvalitative ændringer i mindst to af delelementerne af teknologibegrebet. Det skal dog pointeres, at teknologisk udvikling skal vurderes over en længere tidshorisont. Som beskrevet i afsnit 2 om det historiske perspektiv er det tydeligt at se, hvordan teknologien og samfundet har påvirket og ændret hinanden gennem det sidste århundrede f.eks. påvirkningen af den første oliekrise der blandt andet ændrede opfattelsen og øgede bevidstheden omkring forsyningssikkerheden og en ændring i teknologien hen imod et mere effektivt energisystem.

I forhold til at opnå kvalitative ændringer i et energisystem er specielt to af elementerne i teknologibegrebet væsentlige at forholde sig til; hhv. teknik og organisation/institutionelle elementerne.

En kvalitativ ændring af teknikbegrebet er i denne sammenhæng et udtryk for en ændring i måden energien bliver produceret på, nærmere sagt en overgang fra et centraliseret energisystem med få store centrale værker til et decentraliseret energisystem med mange små og fluktuerende vedvarende energiteknologier. Dermed sagt afføder en kvalitativ ændring i *teknik* en ændring, der primært berører de store centrale værker og dermed en følgeændring af det institutionelle element.

Det østdanske energisystem i 2010 er meget ensidigt. Med det menes, at der på den ene side findes få store produktionsvirksomheder med typisk et primært formål, nemlig produktion og salg af varme og el, hvorimod der på den anden side findes mange små individuelle forbrugere, som typisk har et andet primært formål, der ikke omhandler investeringer i energiproduktion af nogen art. Denne magtfordeling tyder på at fortsætte frem til 2025, idet der ikke ændres i det institutionelle element. Det er stadigvæk de

centrale værker, der står for størstedelen af el og varmeproduktionen i 2025. Dette skyldes, at alle de tiltag som omtales i denne rapport er forankret i selv samme institution, som de prøver på at ændre.

Derfor vurderes det, at overgangen til et energisystem, hvor der primært anvendes vedvarende energiteknologier ikke kan ske ved blandt andet kun at fokusere på en reduktion af CO₂ udledningen, som vurderes er det primære mål for de aktører, der er nævnt i denne rapport.

8. Konklusion

I dette projekt er der foretaget en analyse af konsekvenserne af de forskellige tiltag vedrørende energiforsyning i hovedstadsområdet, som er udarbejdet i *Varmeplanhovedstaden 2025*, *Københavns klimaplan 2025* samt *Vestforbrænding*. Disse tiltag ønskes implementeret i hovedstadsområdets energisystem frem til 2025. Der er i denne forbindelse primært fokuseret på to specifikke tiltag og de konsekvenser de påfører det samlede østdanske energisystem. Tiltagene er hhv. varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser.

Indledningsvist er der i simuleringsprogrammet EnergyPlan udarbejdet to referencescenarier for det østdanske energisystem; hhv. et for 2010 og et for 2025. På basis af reference scenariet for 2025 er tiltagene fra de ovennævnte planer implementeret og danner dermed et nyt scenarie for Østdanmark kaldet Hovedstadsområdets klimaplan 2025. Ydermere er der udarbejdet et varmeetlas for hovedstadsområdet, som viser potentialet for varmebesparelser og de tilhørende omkostninger. Det fastslås ud fra dette, at der er et større potentiale for fjernvarmeudvidelser end vurderingen foretaget i *Varmeplanhovedstaden 2025* og *Vestforbrænding*.

Hovedstadsområdets klimaplan 2025 scenariet er efterfølgende anvendt til nærmere analyse af konsekvenserne ved varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser. Ift. varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser er der i dette scenarie implementeret 20 % varmebesparelser ift. 2010 samt fjernvarmeudvidelser for 11,6 TWh ift. 2010

I den forbindelse er der yderligere udarbejdet fire forskellige scenarier. Et scenarie, hvor hverken varmebesparelser eller fjernvarmeudvidelser er implementeret i hovedstadsområdets energisystem ift. 2010. Et andet scenarie, hvor kun 20 % varmebesparelser er implementeret ift. 2010. Et tredje scenarie, hvor kun fjernvarmeudvidelser for 11,6 TWh er implementeret ift. 2010. Dette fjernvarmeudvidelses potentiale er vurderet i *Varmeplanhovedstaden 2025* og *Vestforbrænding*. Samt et fjerde scenarie, hvor 20 % varmebesparelser og fjernvarmeudvidelser for 12,7 TWh er implementeret ift. 2010. Dette ekstra fjernvarmeudvidelses potentiale ift. det tredje scenarie, som udgør 1,1 TWh, er fundet ud fra varmeetlas-set.

Resultaterne viser, at implementeringen af varmebesparelser generelt har en negativ indflydelse på energisystemet i 2025. Analysen viser, at varmebesparelser forringer både brændselseffektiviteten, øger andelen af kondensproduktion, reducerer effektiviteten ift. hvor meget CO₂, der udledes per TWh brændsel og reducerer fleksibiliteten af energisystemet udtrykt ved en øgning i el overløbet. Den eneste parameter, hvor varmebesparelser har en relativt positiv indvirkning er ifm. med implementering af fjernvarmeudvidelser, hvorved de årlige omkostninger for energisystemet reduceres. Varmebesparelser alene øger de årlige omkostninger.

Mht. fjernvarmeudvidelser viser analysen, at det generelt påvirker energisystemet i en positiv retning. Alle de ovennævnte parametre bliver påvirket i en positiv retning i modsætning til varmebesparelser.

Opsummeres resultaterne af de forskellige parametre tyder det på, at varmebesparelser ikke er ret attraktive, bortset fra at de reducerer den årlige omkostning, hvis de implementeres sammen med fjernvarmeudvidelser. Accepteres en relativ højere årlig omkostning tyder det på, at fjernvarmeudvidelser er det mest attraktive tiltag, hvis det implementeres alene.

Ydermere blev det i diskussionsafsnittet overvejet, hvorvidt tiltagene udarbejdet i *Varmeplanhovedstaden 2025*, *Københavns klimaplan 2025* samt Vestforbrænding er med til at bane vejen for et energisystem, hvor der primært anvendes vedvarende energiteknologier. Da de tiltag, der er blevet undersøgt igennem rapporten, er forankret i selv samme institution, som de er rettet mod at ændre, vurderes det imidlertid, at dette ikke er tilfældet.

9. Litteraturliste

CEESA. (2010). Coherent Energy and Environmental System Analysis. Ref2010-scenariet.

Central kommunernes transmissionsselskab (2013): www.ctr.dk

Danmarks statistik (2013). Befolkning og befolkningsfremskrivning. Se <http://www.dst.dk/da/Statistik/emner/befolkning-og-befolkningsfremskrivning.aspx>

Dansk fjernvarme forening (1997). *Historisk udvikling*.

Den danske regering. Energistrategi 2050. København: klima- Energi- og Bygningsministeriet 2011.

Energinet.dk (2013). Udtræk af markedsdata: <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>.

Energiprocenttælling (2010). Energistyrelsen: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/energidata-online/energiproducenttaelling>.

Energistatistik (2011). *Data, tabeller, statistikker og kort*. Energistyrelsen: <http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/statistik-noegletal/aarlig-energistatistik/Energistatistik%202011.pdf>

Energistyrelsen (2011). *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*.

Energistyrelsen (2012a). Technology data for energy plants.

Energistyrelsen (2012b). Danmarks energifremskrivning.

Energistyrelsen (2013): <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/forsyning-varme/fjernvarme/store-sma-vaerker>

Gram, M. B. O. (2005). *Kommunale elforsyningskoncessioner*.

Gram, M. B. O. (2007). *Kommunal varmeplanlægning i retslig belysning*.

Hvelplund, F. (2005). *Erkendelse og forandring. Teorier om adækvat erkendelse og teknologisk forandring med energieksempler fra 1974-2001*. Aalborg Universitet, Institut for samfundsudviklingen og planlægning.

Hvelplund, F., Lund, H. & Sukkumnoed, D. (2007). Feasibility studies and technological change. In Kørnøv, M. T., Remmen, A., Thrane, M. & Lund, H. (red.). *Tools for sustainable development*. Denmark: Aalborg University press.

KBH 2025 Klimaplan (2011). En grøn smart og CO₂- neutral by. Udarbejdet af Københavnskommune.

Lund, H. (2012). *EnergyPlan: Advanced energy systems analysis computer model, documentation version 10.0*. Aalborg Universitet. www.energyplan.eu

Lund, H., Möller, B., Mathiesen, B.V. & Dyrelund, A. (2010). The role of district heating in future renewable energy systems. In *Energy*, 35, 3: 1381-1390

Mathiesen et al. (2009). IDA's klimaplan 2050 : Tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomisk konsekvensvurdering - Baggrundsrapport. Ingeniørforeningen i Danmark, IDA

Müller, J., Remmen, A. & Christensen, P. (1986): Samfundets teknologi. Teknologien samfund. Herning: Systime.

Möller, B. & Sperling, K. (2012). End-use energy savings and district heating expansion in a local renewable energy system – A short-term perspective. In *Applied Energy*, 92; 831-842.

Olsen, F. E. (1971). Fjernvarmens økonomiske og juridiske problemer. In *SBI-rapport 51,2 udgave*.

Skov, A. & Petersen, J. Å. S. (2007). *Dansk fjernvarme i 50 år*. Odense stadsarkiv.

Stamdataregister for vindmøller (2013). Energistyrelsen: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noegletal/oversigt-energisektoren/stamdataregister-vindmoller>

Varmeplan Hovedstaden (2009). Analyse af den fremtidig fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet. Udarbejdet af CTR, VEKS og HOFOR.

Varmeplan Hovedstaden (2011). Handlemuligheder for en CO2 neutral fjernvarme. Udarbejdet af CTR, VEKS og HOFOR.

Wittchen, K.B. (2009). Potentielle energibesparelser i det eksisterende byggeri. Statens byggeforskningsinstitut, Aalborg universitet.

10. Appendiks

10.1 Reference scenariet for 2010 (ref2010) – EnergyPLAN data input

10.1.1 Electricity demand

EnergyPlan felt	Data	Kilde	Metode	Antagelser
Electricity demand	14,55 TWh	Energinet.dk – udtræk fra markedsdata	Summering af hele Østdanmarks brutto elforbrug.	

10.1.2 District Heating

EnergyPlan felt	Data	Kilde	Metode	Antagelser
Group 1- Demand	1,58 TWh	Energiprocenttælling 2010	Al varmeproduktion summeres udenfor hovedstadsområdet på fjernvarmeværker. Der sorteres efter kommunens nummer (for at afgrænse til Østdanmark), fjernvarmenet (for at frasortere hovedstadsområdet net 2,3 og 339), værktpe (for at frasortere centrale- og, decentrale værker samt erhvervsværker), brændselstype (for at frasortere affald) og kun værker uden el kapacitet (for at frasortere ikke fjernvarmeværker). Dertil adderes varmeproduktionen fra kategorierne ”Industry – DH gr. 1” og ”Wast DH gr. 1”	Ift. de udefineret fjernvarmenet 0 og TOM anvendes samme metode som beskrevet for Group 1 – Demand blot at der her manuelt frasorteres fjernvarmeværker der har et postnummer indenfor hovedstadsområdet.
Group 2- Demand	3,48 TWh	Energiprocenttælling 2010	Al varmeproduktion summeres udenfor hovedstadsområdet på decentrale værker. Der	Jeg har valgt at allokere varmeproduktionen fra de centrale værker udenfor hovedstadsområdet til gruppe 2

			sorteres efter kommunens nummer (for at afgrænse til Østdanmark), fjernvarmenet (for at frasortere hovedstadsområdet net 2,3 og 339), værkttype (for at frasortere erhvervsværker), brændselstype (for at frasortere affald) og kun værker med el kapacitet (for at frasortere fjernvarmeværker) Der-til adderes kedelproduktionen på centrale- og decentrale værker udenfor hovedstadsområdet ved at sortere efter værkttype (for at vælge centrale og decentrale værker), brændselstype (for at frasortere affald) og anlægstype (for at vælge kedelproduktion) samt varmeproduktionen fra kategorierne ”Industry – DH gr. 2” og ”Wast DH gr. 2”	Ifm. de udefineret fjernvarmenet 0 og TOM anvendes samme metode som beskrevet for Group 2 – Demand blot at der her manuelt frasorteres decentrale værker samt kedelproduktion fra centrale og decentrale værker der har et postnummer indenfor hovedstadsområdet.
Group 3- Demand	10,68 TWh	Energiprocenttælling 2010	Al varmeproduktion summeres i hovedstadsområdet på centrale værker. Der sorteres efter kommunens nummer (for at afgrænse til Østdanmark), fjernvarmenet (for at vælge hovedstadsområdet til net 2,3 og 339), værkttype (for at frasortere erhvervsværker), brændselstype (for at frasortere affald). Dertil adderes kedelproduktionen på centrale værker	Ifm. de udefineret fjernvarmenet 0 og TOM anvendes samme metode som beskrevet for Group 3 – Demand blot at der her manuelt frasorteres i anlæg der ikke høre under hovedstadsområdet.

			i hovedstadsområdet ved at sortere efter værkttype (for at vælge centrale værker), brændselstype (for at frasortere affald) og anlægstype (for at vælge kedelproduktion) samt varmeproduktionen fra kategorierne ”Industry – DH gr. 3” og ”Wast DH gr. 3”	
Group 2 - Capacities- CHP	503 MW-e	Energiprocenttælling 2010	Al el kapacitet summeres udenfor hovedstadsområdet på decentrale værker. Her anvendes samme metode som ved Group 2 – Demand med en ekstra frasortering af værker med kondensdrift. Disse værkers el kapacitet i KV drift udregnes og adderes med el kapaciteten fra de decentrale værker.	
Group 3 - Capacities- CHP	1140 MW-e	Energiprocenttælling 2010	Al el kapacitet summeres i hovedstadsområdet på centrale værker. Her anvendes samme metode som ved Group 3 – Demand. Derefter udregnes el kapaciteten i KV drift.	
Group 3 - Capacities - Condensing	3903 MW-e	Energiprocenttælling 2010	Al el kapacitet på hele Sjælland summeres på værker med kondensdrift. Der sorteres efter værkttype (for at frasortere erhvervsværker), brændselstype (for at frasortere affald).	Det ideelle havde været at reservere denne kategori til kun hovedstadsområdets kondensdrift og anvende Group 3 – Capacities - PP2 til kondensdrift udenfor hovedstadsområdet men da simuleringsprogrammet ikke kan skelne mellem hvor strøm-

				men skal komme fra opstår der en situation hvor alt strømmen stammer fra Group 3 - Capacities - Condensing da der er rigeligt med el kapacitet til at dække behovet. I virkeligheden er det også svært at skelne mellem hvor strømmen kommer fra da hele el nettet er fælles for alle værker.
Group 3 – Capacities - PP2	0			
Group 2 - Capacities - Boiler	410 MJ/s	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al kedel kapaciteten udenfor hovedstadsområdet på decentrale og centrale værkers kedler. Der sorteres efter værktype (for at vælge centrale og decentrale værker), brændselstype (for at frasortere affald) og anlægstype (for at vælge kedelproduktion)	Det antages at disse kedler tilhør decentrale og centrale værker mens resten af kedlerne hør til fjernvarme værker i gruppe 1.
Group 3 - Capacities - Boiler	2063 MJ/s	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al kedel kapaciteten i hovedstadsområdet. Der sorteres efter værktype (for at frasortere erhvervsværker), brændselstype (for at frasortere affald) og anlægstype (for at vælge kedelproduktion)	
Group 1 – DHP efficiency	96%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme leveret udenfor hovedstadsområdet fra fjernvarmeværkerne og divideres med den samlede brændselsforbrug for disse værker.	
Group 2 – CHP - Efficiency	31,7%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al el leveret udenfor hoved-	

encies – elec.			stadsområdet fra centrale værker samt el leveret i KV drift fra centrale værker. Dette tal divideres med det samlede brændselsforbrug for decentrale værker samt brændselsforbruget anvendt under KV drift for de centrale værker.	
Group 2 – CHP - Efficiencies – Them.	51,7%	Energiprocenttælling 2010	Samme metode som ved Group 2 – CHP - Efficiencies – elec blot at der her anvendes varme leveret fra værkerne.	
Group 3 – CHP - Efficiencies – elec.	30%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al el leveret i KV drift i hovedstadsområdet fra centrale værker. Dette tal divideres med brændselsforbruget anvendt til KV produktion.	
Group 3 – CHP - Efficiencies – Them.	61%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme leveret i KV drift i hovedstadsområdet fra centrale værker. Dette tal divideres med brændselsforbruget anvendt til KV produktion.	
Group 2 – Efficiencies – Boiler.	77%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme leveret fra kedlerne og divideres med det samlede brændselsforbrug for kedlerne.	
Group 3 – Efficiencies – Boiler.	91%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme leveret fra kedlerne og divideres med det samlede brændselsforbrug for kedlerne.	
Group 3 – Efficiencies – Condensing.	37,1%	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al el leveret fra kondensværkerne under kondensdrift og divideres med det samlede	

			brændselsforbrug i kondensdrift for disse værker.	
Group 3 – Efficiencies – PP2.				
Group 2 – Heat storage.	10,74 GWh	Energiprocenttælling 2010 og CEESA referencescenarie for 2010	Her findes forholdet mellem Demand i Group 2 og Group 2 fra CEESA referencescenariet for 2010 som er udregnet for hele Danmark. Dette forhold ganges på heat storage gr. 2 i CEESA referencescenariet for 2010.	
Group 3 – Heat storage.	3,66 GWh	Energiprocenttælling 2010 og CEESA referencescenarie for 2010	Her findes forholdet mellem Demand i Group 2 og Group 2 fra CEESA referencescenariet for 2010 som er udregnet for hele Danmark. Dette forhold ganges på heat storage gr. 2 i CEESA referencescenariet for 2010.	
Group 2 – Fixed Boiler share.	2,5%	EnergyPlan documentation version 10.0 og CEESA referencescenarie for 2010	Fixed Boiler hare fra CEESA referencescenarie for 2010 anvendes her.	Denne andel kan justres så brændselsforbruget i modellen stemmer overens med det virkelige brændselsforbrug
Group 3 – Fixed Boiler share.	1%	CEESA referencescenarie for 2010	Fixed Boiler hare fra CEESA referencescenarie for 2010 anvendes her	Denne andel kan justres så brændselsforbruget i modellen stemmer overens med det virkelige brændselsforbrug
Distribution of demand	Hour_distr_heat	EnergyPlan documentation version 10.0	Her anvendes en distribution profil over det gennemsnitlige varmebehov for hele Danmark.	Det antages at distribution af varmebehovet er ens for Østdanmark og resten af Danmark

10.1.3 Distribution of fuel

EnergyPlan felt	Kul [TWh/år]	Olie ¹ [TWh/år]	Naturgas [TWh/år]	Biomasse ² [TWh/år]	Metode
DHP	0	0,006	0,355	1,018	

¹ Inkludere fuelolie, gasolie og spildolie.

² Inkludere biogas, skovflis, træ- og biomasseaffald, træpiller, halm samt bio-olie.

CHP Group 2	1,113	0,044	2,736	0,697	Brændselsforbruget til KV produktion på decentrale og centrale værker udenfor hovedstadsområdet. Brændselsfordelingen mellem KV og kondens er sket på blok niveau. Dvs. at brændselsfordelingen er udregnet for hver blok, i hvert værk, uafhængigt af hinanden.
CHP Group 3	3,369	0,287	4,006	4,238	Brændselsforbruget til KV produktion på centrale værker i hovedstadsområdet. Brændselsfordelingen mellem KV og kondens er sket på blok niveau. Dvs. at brændselsfordelingen er udregnet for hver blok, i hvert værk, uafhængigt af hinanden.
Boiler Group 2	0	0,134	0,143	0,187	
Boiler Group 3	0	0,489	0,616	0,044	
PP	8,177	0,654	0,921	1,023	Brændselsforbruget til kondens produktion på alle værker med kondens drift i hele Østdanmark. Brændselsfordelingen mellem KV og kondens er sket på blok niveau. Dvs. at brændselsfordelingen er udregnet for hver blok, i hvert værk, uafhængigt af hinanden.
PP2					

10.1.4 Renewable energy

EnergyPlan felt	Data [MW]	Kilde	Metode	Correction factor	Antagelser
Wind	486	Stamdataregistre for alle danske elproducerende vindkraftanlæg 2013	Al vindkapacitet på land i 2010 summeres. Der sorteres efter kommunenummer (for at afgrænse til Østdanmark) og kun vindturbiner der har produceret el i 2010 (for at frasortere vindkapacitet opført efter 2010)	-0,34	Der er justeret på Correction factoren indtil el produktionen i modellen passer med virkeligheden. Dette er gjort pga. uoverensstemmelse mellem den anvendte vindprofil og vindforholdene i virkeligheden.
Offshore wind	445	Stamdataregistre for alle danske elproducerende vindkraftanlæg 2013	Det samme som for "Wind" blot med havvind turbiner	0,08	Det samme som for "Wind"

10.1.5 Individual

EnergyPlan felt	Data	Kilde	Metode	Antagelser
Coal boiler	0,003	ENS årlig energistatistik 2012	Her anvendes bruttoenergiforbruget til opvarmning i 2010 for enfamiliehuse og etageboliger, engroshandel, detailhandel, privat service samt offentlig i hele Østdanmark. Da data fra "ENS årlig energistatistik 2012" er for hele Danmark nedskaleres tallene ift. befolkningen. Alle tallene er ganget med en faktor 0,448 der svare til andelen af befolkningen i Østdanmark ift. resten af Danmark.	Kategorien indeholder brunkulsbriketter samt stenkul
Oil boiler	2,725	ENS årlig energistatistik 2012		Kategorien indeholder LPG, petroleum, gas/dieselolie, petroleumskoks samt fuelolie.
Ngas boiler	5,009	ENS årlig energistatistik 2012		
Biomass boiler	5,226	ENS årlig energistatistik 2012		Kategorien indeholder halm, brænde, skovflis, træpiller samt biodiesel.
Heat pump	0,815	ENS årlig energistatistik 2012		
Electric heating	0,881	ENS årlig energistatistik 2012		

10.1.6 Industry

EnergyPlan felt	Coal ³ [TWh/år]	Oil ³ [TWh/år]	Ngas [TWh/år]	Biomass ³ [TWh/år]	Kilde	Metode
Industry	0,164	0,440	0,624	0,089	Energiprocenttælling 2010	Her summeres al brændselsforbruget anvendt til produktion af varme og el for alle tre fjernvarme grupper.
Various ⁴	0,710	5,961	5,212	1,360	ENS årlig energistatistik 2012	Her summeres al brændselsforbruget anvendt i industrien fratrukket brændslet anvendt til varme og el produktion samt

³ Coal, oil samt biomass omfatter de samme brændsler som for gruppen "Individual"

⁴ I denne kategori indsættes bruttoenergiforbruget fra landbrug og skovbrug, gartneri, fiskeri, fremstillingsvirksomheder, byggeri og anlægsvirksomheder, engroshandel, detailhandel, privat service samt offentlig service. Der nedskaleres efter befolkningstallet med en faktor på 0,448.

						brændsel anvendt til opvarmning.
	DH production [TWh/år]	Electricity production [TWh/år]				
DH gr. 1	0,047	0		Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme produktion på erhvervskedler udenfor hovedstadsområdet.	
DH gr. 2	0,034	0,119		Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme og el produktion på erhvervs KV udenfor hovedstadsområdet.	
DH gr. 3	0,022	0,005		Energiprocenttælling 2010	Her summeres al varme og el produktion på erhvervsværker i hovedstadsområdet.	

10.1.7 Transport

EnergyPlan felt	Data	Kilde	Metode	Antagelser
JP (Jet fuel)	4,552	ENS årlig energistatistik 2012	Her summeres de forskellige brændsler anvendt i 2010 og nedskales med en faktor på 0,448	
Diesel	12,788	ENS årlig energistatistik 2012		Diesel omfatter gas/diesellole samt fuelolie
Petrol	8,316	ENS årlig energistatistik 2012		Petrol omfatter flyverbenzin samt motorbenzin.
Natural gas	0	ENS årlig energistatistik 2012		
LPG	0,0003	ENS årlig energistatistik 2012		
Biomasse	0,141	ENS årlig energistatistik 2012		Biomasse omfatter bioethanol samt biodiesel

10.1.8 Waste

EnergyPlan felt	Wast input [TWh/år]	DH production efficiency [%]	Electricity production efficiency [%]	DH production [TWh/år]	Metode
DH gr. 1	0,281	0,72	0	0,20	Her summeres al varme produktion på

					affaldskedler udenfor hovedstadsområdet. Varme effektiviteten er fundet ved at dividere det samlede varmeproduktion med det samlede brændselsforbrug.
DH gr. 2	1,152	0,62	0,165	0,71	Her summeres al varme og el produktion på affalds KV udenfor hovedstadsområdet. Varme og el effektiviteten er fundet ved at dividere henholdsvis det samlede varmeproduktion og el produktion med det samlede brændselsforbrug.
DH gr. 3	3,410	0,66	0,13	2,25	Her summeres al varme og el produktion på affaldsværker i hovedstadsområdet. Varme og el effektiviteten er fundet ved at dividere henholdsvis det samlede varmeproduktion og el produktion med det samlede brændselsforbrug.

10.2 Investeringer

Alle beløber er i euro €=7,42DKK

EnergyPLAN 10.0: HOV2025.txt

File Edit Tools Help



Frontpage | Input | Cost | Regulation | Output | Settings |

Fuel | Operation | Investment | Additional |

Investment and Fixed Operation and Maintenance Costs

Interest: 3 Percent pro anno

Prod. type	Investment	Period	O. and M.	Total Inv. Costs	Annual Costs (MDKK/year)			
	Unit	MDKK pr. Unit	Years	% of Inv.	MDKK	Investment	Fixed Opr. and M.	
Solar thermal	0 TWh/year	440	20	0.001	0	0	0	Investment
Small CHP units	503 MW-e	0.84	25	2.3	423	24	10	Sum Annual Costs
Heat Pump gr. 2	0 MW-e	2.7	20	0.2	0	0	0	938 (MDKK/yea
Heat Storage CHP	14 GWh	3	20	0.7	42	3	0	
Large CHP units	1140 MW-e	0.84	25	2.3	958	55	22	
Heat Pump gr. 3	0 MW-e	2.7	20	0.2	0	0	0	Fixed Oper. and M.
Heat Storage Sol	0 GWh	3	20	0.7	0	0	0	Sum Annual Costs
Boilers gr. 2 and 3	2473 MW-th	0.15	20	3	371	25	11	389 (MDKK/yea
Large Power Plant	2763 MW-e	0.89	26	1.822	2459	138	45	
Wind	1260 MW-e	1.25	20	3	1575	106	47	
Wind offshore	1152 MW-e	2.3	20	2.9	2650	178	77	
Photo Voltaic	980 MW-e	1.3	30	2.04	1274	65	26	
Wave power	0 MW-e	4.285	20	3.5	0	0	0	
River of hydro	0 MW-e	1.9	50	2.7	0	0	0	
Hydro Power	0 MW-e	1.9	50	2.7	0	0	0	
Hydro Storage	0 GWh	7.5	50	1.5	0	0	0	
Hydro Pump	0 MW-e	0.6	50	1.5	0	0	0	
Nuclear	0 MW-e	3	25	3.74	0	0	0	
Geothermal	0 MW-e	2.63	20	3.42	0	0	0	
Electrolyser	0 MW-e	0.57	20	2.46	0	0	0	
Hydrogen Storage	0 GWh	10	30	0.5	0	0	0	
Pump	0 MW-e	0.6	50	1.5	0	0	0	
Turbine	0 MW-e	0.6	50	1.5	0	0	0	
Pump Storage	0 GWh	7.5	50	1.5	0	0	0	
Indv. boilers	1551 MW-th	0.588	15	2.1	912	76	19	
Indv. CHP	0 MW-e	0.796	10	2.8	0	0	0	
Indv. Heat Pump	54 MW-e	1.188	15	0.6	64	5	0	
Indv. Electric heat	216 MW-e	0.303	20	0.9	65	4	1	
Indv. Solar thermal	0 TWh/year	671	25	0.8	0	0	0	
BioGas Upgrade	0 MW	0.278	15	1.94	0	0	0	
Gasification Upgr	0 MW	0.278	15	1.94	0	0	0	

Investment
Sum Annual Costs
938 (MDKK/yea

Fixed Oper. and M.
Sum Annual Costs
389 (MDKK/yea

Loading Time = 12:00:00 AM

EnergyPLAN 10.0: HOV2025.txt

File Edit Tools Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

Fuel Operation Investment Additional

Specification of Various Additional Investment Costs

Prod. type	Investment	Period	O. and M.	Total Inv. Costs	Annual Costs (MDKK/year)		
	Unit	MDKK pr. Unit	Years	% of Inv.	MDKK	Investment	Fixed Opr. and M.
Waste CHP	5.23 TWh/year	250.45	20	1.82	1310	88	24
Absorp. HP (Was	31 MW-th	1.9	25	2.42	59	3	1
Biogas Plant	0.00 TWh/year	376.5	20	11.25	0	0	0
Gasification Plant	0 MW	0.649	20	9.77	0	0	0
BioDiesel Plant	0 MW-bio	0.272	20	1	0	0	0
BioPetrol Plant	0 MW-bio	1.92	20	3.32	0	0	0
BioJPPlant	0 MW-bio	1.92	20	3.32	0	0	0
Tidal Power	0 MW	3.5	20	3	0	0	0
CSP Solar Power	0 MW	0	0	0	0	0	0
CO2Hydrogenatic	0 MW	0	0	0	0	0	0
Synthetic Gas Pla	0 MW	0	0	0	0	0	0
Chemical Sythesi	0 MW	0.49	20	3.96	0	0	0

Description of additional investment

Electric Grid	0	0	0	0	0
Gas Grid	0	0	0	0	0
District Heating Grid	0	0	0	0	0
Individual Boilers	0	0	0	0	0
Annual Transport Costs	0	0	0	0	0
varmebesparelser	50	0	1531	60	0
omlægning	50	5	1163	45	58
el beparelser	50	0	207	8	0
ekstra omlægning	50	5	951	37	48
	0	0	0	0	0

Save Cost Data Load New Cost Data