



AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Aalborg Universitet

Energivision for Aalborg Kommune 2050

Østergaard, Poul Alberg; Lund, Henrik; Hvelplund, Frede; Möller, Bernd; Mathiesen, Brian Vad; Remmen, Arne; Odgaard , Lars Michael

Publication date:
2010

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Østergaard, P. A., Lund, H., Hvelplund, F., Möller, B., Mathiesen, B. V., Remmen, A., & Odgaard , L. M. (2010). *Energivision for Aalborg Kommune 2050*. Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Baggrundsrapport for Energivision for Aalborg Kommune 2050



Baggrundsrapport for Energivision for Aalborg Kommune 2050

© Forfatterne, April 2010

Forfattere: Se de enkelte kapitler

Redaktør: Poul Alberg Østergaard

Udgiver:
Institut for Samfundsudvikling og Planlægning
Aalborg Universitet
Fibigerstræde 13
9220 Aalborg Ø

Pdf-udgave af udgivelse: www.energyplanning.aau.dk/Publications/Aalborg

Lay-out: Pernille Sylvest Andersen

ISBN 978-87-91830-39-6

Tryk

Forside: Varmeforbrugets tæthed i Aalborg Kommune beregnet med Varmeatlasset af Bernd Möller.
Baggrundsbilledet er et Landsat 97 satellitbillede, Copyright ESA

Indholdsfortegnelse

1. Indledning og læsevejledning.....	5
2. Formål og afgrænsning.....	6
2.1 Formål og målsætning.....	6
2.2 Biomasse og affald	11
2.3 Industri	12
3. Elbesparelser	13
3.1 Elbesparelser i husholdninger	13
3.2 Elbesparelser i industri og erhverv	14
3.3 Forslag til lokale tiltag vedr. elbesparelser i husholdninger, industri og erhverv:.....	15
4. Brændselsbesparelser i industrien	18
5. Transport, mobilitet og vedvarende energi	19
5.1 Kommuneplaner, lokalplaner, roadpricing og udviklingen i transportbehovet.....	19
5.2 Mere af transportsektoren over på el og mere effektive personbiler, busser og lastbiler	21
5.3 Udbygning af jernbane og letbaner	22
5.4 Effektivisering af flytransporten og skibsfarten	24
5.5 Biobrændsler i transportsektoren.....	24
5.6 Transportscenariet i Energivision for Aalborg Kommune.....	25
6. Analyser af varmebehovets geografi, varmebesparelser og udvidelser af fjernvarmedækningen	27
6.1 Kortlægning af Aalborg kommunes varmforsyning	27
6.2 Opvarmning i det åbne land.....	28
6.3 Opvarmningsbehov og varmebesparelser.....	28
6.4 Omkostninger for varmebesparelser og deres geografi.....	32
6.5 Mulighed for konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme.....	33
6.6 Omkostninger for ny fjernvarmetilkobling	37
6.7 Nettab, temperaturer og investeringer i fremtidige fjernvarmenet.....	39
6.8 Ny infrastruktur til sammenkobling af fjernvarmenet	41
7. Geotermi i Aalborg Kommune	46
8. Biogas, forgasning og affaldsforbrænding i Aalborg Kommune	50
9. Brændsels- og varmeforbrug i industri og husstande.....	53

10. Industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, vindkraft, kedler mm.....	58
11. Økonomiske omkostninger.....	60
12. Energisystemanalysemodel og timefordelinger af forbrug og produktion af el og varme.....	62
13. Netstabilisering og import-/exportkapacitet.....	65
14. Validering af modellen af energisystemet i Aalborg Kommune.....	67
15. Scenarie for Aalborg Kommunes energisystems udvikling.....	69
16. Investeringsforløb for Energivisionen.....	75
17. Virkemidler: Fra fossil- til VE-baseret fjernvarme i Aalborg.....	78
17.1 Om fjernvarmetariffer og den fremtidige balance mellem forbrug og forsyning.....	78
17.2 Hvad koster det at spare på varmen per m ³ fjernvarmevand?.....	79
18. Omkostninger ved det fremtidige forsyningssystem.....	82
18.1 Introduktion.....	82
18.2 Forudsætninger.....	82
18.3 Balancen mellem forsynings- og besparelsesinvesteringer.....	86
19. Tarifpolitik og balancen mellem energiforsyning og energibesparelser.....	87
19.1 De nuværende tariffer og motivationen til energibesparelser.....	87
19.2 Er de nuværende tariffer økonomisk optimale?.....	88
19.3 Ændring af tarifferne fra gennemsnitsprincippet til marginalprincippet.....	91
19.4 Konklusion vedrørende politik på fjernvarmeområdet.....	93

1. Indledning og læsevejledning

Denne baggrundsrapport er udarbejdet i forbindelse med udarbejdelse af en langsigtet energivision for Aalborg Kommune af en række energiforskere i Energiplanlægningsgruppen, Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet. Arbejdet er udført i nært samarbejde med Forsyningsvirksomhederne, Teknik- og Miljøforvaltningen samt Forvaltningen for Sundhed og Bæredygtig Udvikling i Aalborg Kommune.

Baggrundsrapporten er ikke skrevet med henblik på at blive læst fortløbende; i stedet støtter de enkelte kapitler op om afgrænsede områder som er præsenteret i den mere kortfattede *Energivision for Aalborg Kommune 2050*. Baggrundsrapporten er derfor også opbygget efter samme struktur som denne, som er som følger:

Indledning: Kapitel 1 og 2 omfatter de indledende betragtninger herunder formål, afgrænsning samt behandling af industri og biomasseressourcer.

Forbrug og ressourcer: Kapitel 3-8 behandler forbrug, besparelspotentialer samt ressourcer i Aalborg Kommune

Forsyning: I kapitel 8 – 15 redegøres dels for de mere modelleringstekniske aspekter og valg og dels skitseres det scenarie, der opbygges.

Realisering: Endelig behandles i kapitel 16 og 17 hvilke tiltag, der kan bringe i anvendelse med henblik på implementering af *Energivision for Aalborg Kommune*.

Arbejdet omtales i rapporten mere kortfattet som *Energivisionen*, og denne betegnelse omfatter også det konkrete forslag til hvilke ændringer der skal implementeres inden 2050.

2. Formål og afgrænsning

Henrik Lund

Dette kapitel indeholder

- Formulering af formål og målsætning
- Håndtering af afgrænsning af biomasse ressourcer
- Håndtering af afgrænsning af industri i forhold til resten af landet.

2.1 Formål og målsætning

Formålet med at udarbejde Energivision for Aalborg kommune er at skabe et beslutningsgrundlag for, hvordan Aalborg kommune kan bidrage til den langsigtede vision om 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler som formuleret blandt andet i "Energipolitisk redegørelse 2009" (Klima- og energiministeriet 2009).

Der er mindst tre gode grunde til denne målsætning:

- Klimaforandringer
- Forsyningsikkerhed
- Beskæftigelse og eksport af energiteknologi

Klimaforandringer

De væsentligste virkemidler til at modvirke klimaforandringerne er energieffektivisering og et stop for afbrænding af fossile brændsler .

Verden står over for en massiv udfordring i form af klimaforandringerne. Der er i dag bred videnskabelig enighed om, at problemet er menneskeskabt. Særligt gennem det sidste århundrede har menneskets stigende udledninger af drivhusgasser været hovedårsagen til, at temperaturen stiger globalt. FN's klimapanel (IPCC, The Intergovernmental Panel on Climate Change) gjorde i 2007 klart, at der er brug for handling nu, hvis vi skal undgå de værst tænkelige konsekvenser af klimaforandringer: Vandstanden stiger, ørkener spreder sig og vejret bliver mere ekstremt.

Af IPCCs "Fourth Assessment Report" fra 2007 fremgår, at hvis temperaturen ikke skal stige med mere end 2-2,4 °C, så skal den totale koncentration af drivhusgasser i atmosfæren holdes mellem 445-490 ppm (CO₂-ækvivalenter). Da koncentrationen af drivhusgasser i atmosfæren allerede i 2005 nåede 445 ppm (CO₂-ækvivalenter) har IPCC estimeret, at udslippet af drivhusgasser skal toppe hurtigst muligt og senest i år 2015 - og at udslippet af drivhusgasser skal reduceres med 50-85 % i 2050 sammenlignet med år 2000.

Iflg. regeringens "Klimapolitisk redegørelse 2009" (Klima- og energiministeriet 2009) har Danmark valgt at tage en særligt aktiv rolle ved at være vært for FN's 15. klimakonference (COP15). Dette var

den største internationale konference, afholdt i Danmark, hvor det desværre ikke lykkedes at nå til enighed om en ambitiøs og troværdig aftale på klimakonferencen. Dette kan få afgørende betydning for klodens klima, for hvis jorden opvarmes mere end 2°C i forhold til førindustriell tid, så kan globale konsekvenser af klimaforandringerne blive yderst voldsomme. Målsætningen om at holde de globale temperaturstigninger under 2°C kræver, at udledningerne af drivhusgasser topper indenfor 10-15 år, og at der sker en halvering af de globale udledninger i 2050 sammenlignet med 1990.

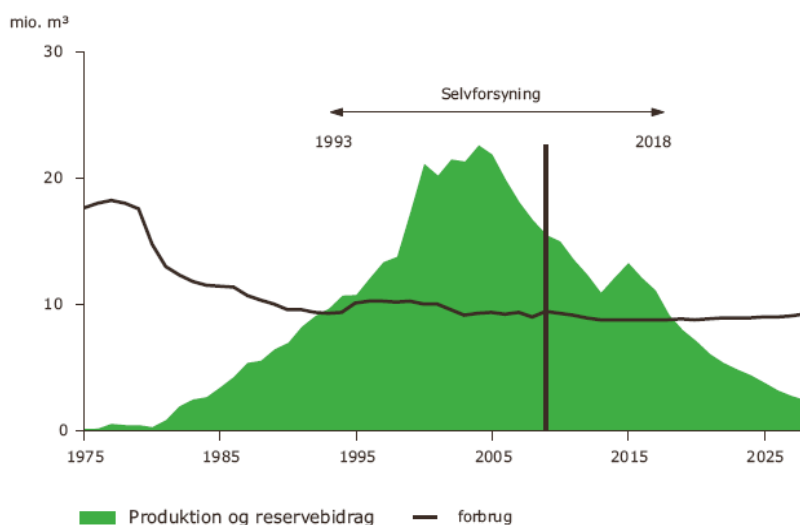
Landene i den industrialiserede verden bærer det største ansvar på grund af den historiske udledning af drivhusgasser. Derfor har det været Danmarks holdning, at industrilandene skal vise lederskab i den internationale klimaindsats. Som et industrialiseret land skal Danmark forpligte sig til bindende reduktionsmål i 2020, som lever op til anbefalingerne fra FN's klimapanel. "Klimapolitisk redegørelse 2009" (Klima- og energiministeriet 2009).

Forsyningsikkerhed

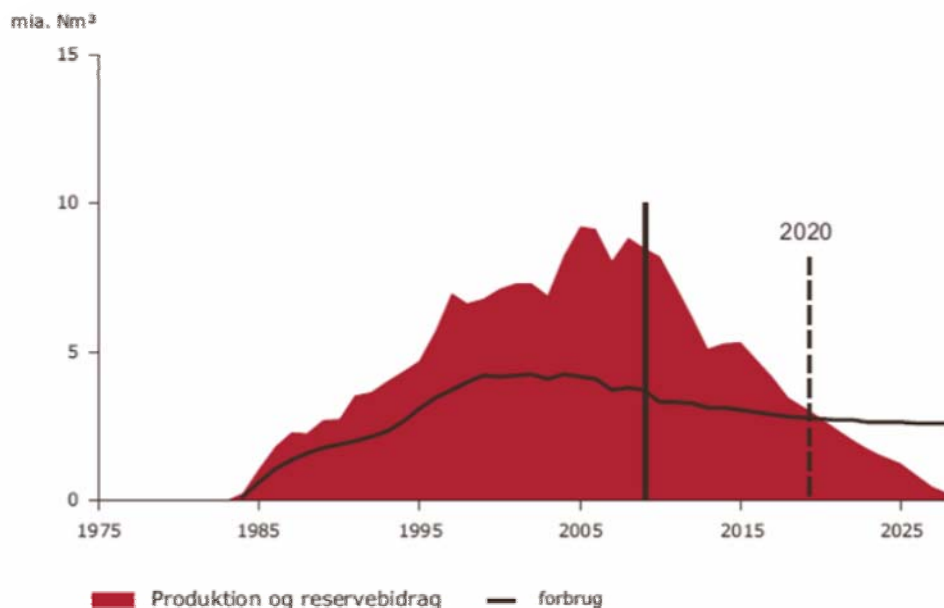
Med hensyn til forsyningsikkerheden fremgår det af Energistyrelsens rapport "[Danmarks olie- og gasproduktion og anvendelse af undergrunden 2008](#)", at såvel olieproduktionen som de danske oliereserver er faldende. Danmark er fortsat selvforsynende og nettoeksportør af energi, men det forventes kun at vare ved i omtrent 10 år endnu. Det forudses i rapportens prognoser, at Danmark kan være selvforsynende med olie til og med 2018, og selvforsynende med naturgas til og med 2020 (Se figurerne herunder)

Danmark har således en klar interesse i at foretage en gradvis udfasning af de fossile brændsler og øge andelen af vedvarende energi kombineret med markante energibesparelse og -effektiviseringer. Alternativet er en fornyet afhængighed af olieimport fra Mellemøsten og naturgas fra Rusland

Olieproduktion og reservebidrag



Naturgas og reservebidrag



Kilde: Energistyrelsen 2009.

Samfundsøkonomi, beskæftigelse og eksport

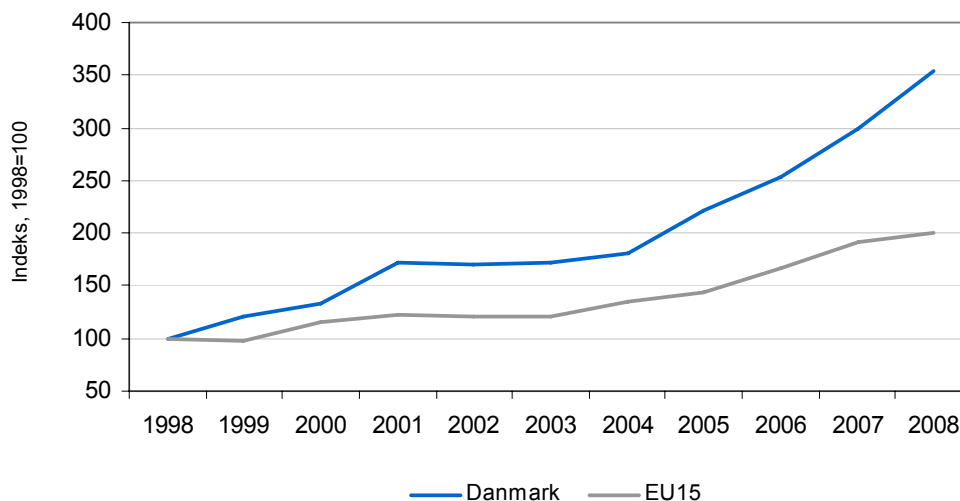
Nedgangen i produktion og reserver af olie og naturgas er ikke kun et problem for forsynings sikkerheden, men har også stor indflydelse på samfundsøkonomien. Den danske olie- og gasproduktion gav sammen med de rekordhøje oliepriser i 2008 staten en indtægt på næsten 35,9 mia. kr. i skatter og afgifter fra aktiviteterne i Nordsøen. I 2008 var den gennemsnitlige oliepris ved Brent-noteringen 97,2 US\$ pr. tønde olie. Olieprisen er faldet i forhold til det høje niveau i 2008. Ultimo maj måned 2009 var Brent-noteringen lidt under 65 US\$ pr. tønde. Skatteministeriet har regnet på udviklingen i statens forventede indtægter for tre olieprisforløb på hhv. 30, 60 og 120 US\$ pr. tønde olie i perioden 2009-2013. Skatteministeriet skønner, at med et olieprisforløb på 60 US\$ pr. tønde vil statens samlede indtægter fra Nordsøen være mellem 13-22 mia. kr. pr. år fra 2009 til 2013. IEA forventer, at olieprisen vil stige fra det nuværende niveau og op til ca. 120 US\$ pr. tønde i 2030.

Mens indtægterne fra Nordsøen forventes at falde er der til gengæld mulighed for at øge indtægterne ved eksport af energiteknologier. Iflg. "Energierhvervsanalyse 2008" udarbejdet af Energistyrelsen og DI Energibranchen nåede den danske eksport af energiteknologi et nyt højdepunkt i 2008 med 64 mia. kr. og en vækst på hele 19 pct. fra 2007 til 2008. Selv om 2008 blev et særdeles godt år, har den økonomiske afmatning også ramt eksporten af energiteknologi siden efteråret 2008., og i 2009 er eksporten af energiteknologi således faldet.

Væksten i eksporten af energiteknologi på 19 pct. fra 2007 til 2008 er næsten fire gange så meget som væksten i den øvrige danske vareeksport. Til sammenligning oplevede EU15 landene en vækst i eksporten af energiteknologi på 5 pct. (Se figuren herunder). Tilsvarende er det værd at notere, at

energiteknologiens andel af den samlede danske eksport er steget fra 5% i 1996 til lidt over 10% i 2008 (Energistyrelsen: Energistatistik 2008).

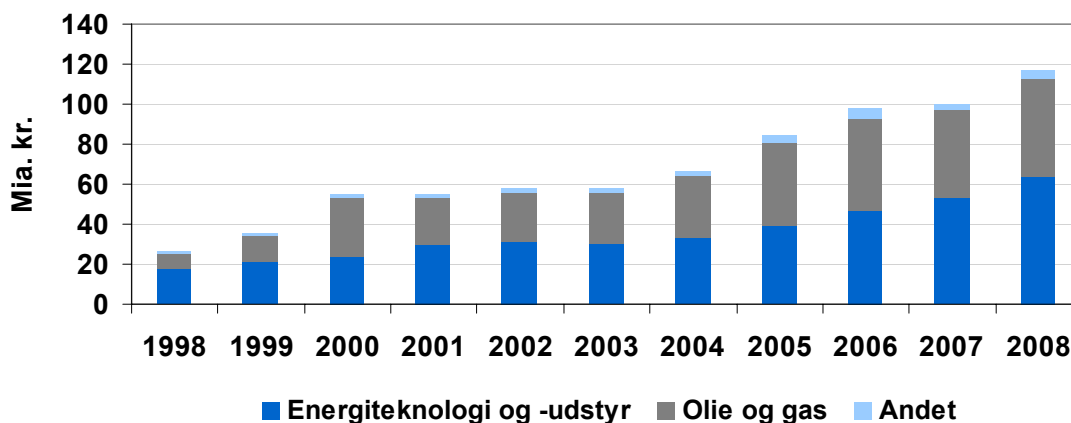
Eksport af energiteknologi og -udstyr



Kilde: Energistyrelsen og DI-Energibranchen 2009.

Endvidere er værdien af eksport af såvel energiteknologi som olie og gas steget markant i de senere år og har tilsammen et niveau på over 100 mia.kr. om året.

Eksport af energiprodukter



Kilde: Energistyrelsen og DI-Energibranchen 2009.

Danske virksomheder har øget eksporten såvel af energieffektivt udstyr fra pumper til termostater som af energiteknologi – baseret på vedvarende energikilder. Bredt blandt de politiske partier er der en forventning om, at det er muligt at øge både eksporten og beskæftigelsen indenfor disse erhverv. Samtidig er der uhyre stor indenlandsk beskæftigelse forbundet med energibesparelser i form af at

forbedre isoleringen, udskifte vinduer, etc.; og energirenoveringer af eksisterende byggeri kan desuden være med til at forbedre indeklimaet og komforten ved at mindske træk og kulde.

Samlet målsætning

Der er særdeles gode grunde til at opstille en langsigtet vision om 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler. I den forbindelse er det afgørende, at målsætningen er formuleret som uafhængighed af fossile brændsler, fordi Danmark med denne vision kan opfylde såvel ønskerne om at mindske virkningerne af klimaforandringerne, om at øge forsynings sikkerheden og om at forbedre samfundsøkonomien gennem øget beskæftigelse og øget eksport af energiteknologi .

I arbejdet med Energivisionen har det således været afgørende at se så langt frem, at de nuværendes energiforsyningsanlæg baseret på fossile brændsler, ikke står der længere. Det altdominerende anlæg er her det kulfyrede Nordjyllandsværk, som i sagens natur ikke kan indgå i opfyldelsen af en vision om et Danmark 100 pct. uafhængigt af fossile brændsler så længe det er baseret på kul. Og en omlægning til biomasse med værkets nuværende størrelse og benyttelsestid er ikke realistisk at gennemføre med de begrænsninger, der vil være på biomasse i et energisystem baseret på 100 procent vedvarende energi.

Det har i den forbindelse været planlagt at anlægge et CO₂ udskilningsanlæg og lager et såkaldt CCS-anlæg (carbon capture and storage). Et sådan anlægs rolle i et fremtidigt 100% vedvarende energisystem er blevet analyseret i forbindelse med udformningen af ingeniørforeningen IDAs fremtidsvision IDAs Klimaplan 2050 (Mathiesen, Lund, og Karlsson). Analyserne peger på, at et CCS-anlæg ikke er en hensigtsmæssig måde at reducere CO₂-udslippet på – især ikke i Danmark. Der vil være andre alternativer, som koster mindre og passer bedre ind i realiseringen af de langsigtede målsætninger om miljø, forsynings sikkerhed og grøn vækst. Årsagen hertil er, at CCS anlæg er forbundet med særdeles store anlægsomkostninger, som nødvendiggør en lang levetid på anlægget. Et CCS anlæg skal derfor placeres ved et stort kraft-/varmeværk med en høj benyttelse, for at der tilnærmelsesvis kan skabes økonomi i projektet. Omvendt går IDAs Klimaplan 2050 ud på at reducere de centrale kraft-/varmeværkers benyttelse gennem efterisolering af boligerne, el-besparelser, inddragelse af vindkraft, geotermi og solvarme m.m.. Der eksisterer derfor ikke kraftvarmeværker i IDA klimaplanen, der tilnærmelsesvis har den benyttelse, som forrentningen af et CCS anlæg fordrer.

Analyserne omfatter også en vurdering af konsekvenserne af at lade et kraft- og kraftvarme anlæg køre med en benyttelse på 8.000 timer/år af hensyn til CCS anlægget. Analyserne viser dog, at dette har negativt afledede konsekvenser ift. til det samlede systems effektivitet og evne til at handle el på Nordpool. For en nærmere beskrivelse henvises til (Lund & Mathiesen 2009).

Danmark har valgt først og fremmest at satse på energibesparelser og vedvarende energi med fokus på at realisere en række gensidige fordele for forsynings sikkerheden, klimaet, samt beskæftigelse og eksport. Særligt for Aalborgs er der så stort et geotermipotential, at et CCS-anlæg er en uhyre lang omvej frem mod et samfund fri for fossile brændsler.

2.2 Biomasse og affald

Der er foretaget en vurdering af hvilken andel af de samlede danske biomasse og affalds potentialer, som svarer til Aalborgs andel målt efter befolkning. Opgørelsen er foretaget med udgangspunkt i Energistyrelsens opgørelse anno 2004, som er vist i tabellen herunder. I samme tabel er vist den opgørelse, som ingeniørforeningen i sin klimaplan 2050 har valgt at basere sig på.

	ENS 2004 (PJ/år)	IDA 2009 (PJ/år)	Skøn år 2050 (PJ/år)	Aalborg andel (3,56%) (TJ/år)
Halm	55	30	95	3400
Træ	40	50		
Biogas	40	40	40	1400
Fiberfraktion		5		
Bioafgrøde		52		
Alger		100		
Affald (bionedbrydeligt)	30 (23)	(44) 34	(55) 40	1400
I alt	165	311	165	6200

Der knytter sig følgende bemærkninger til opgørelsen.

Energistyrelsen vurderer affaldsmængden til 30 PJ baseret på den faktiske mængde i årene op til 2004. Imidlertid var den affaldsmængde, der var til rådighed til energiformål efter genbrug vokset til ca. 38 PJ i 2007 (Energistyrelsen: Energistatistik 2008). I følge diverse prognoser (eksempelvis den anvendte i varmeplan Danmark) forventes affaldsmængden at stige til 55 PJ i år 2040 med almindelig fremskrivning. Af disse vurderes 77% at være bio-nedbrydelig, mens resten er baseret på fossile brændsler. Her er det valgt at tage udgangspunkt i 40 PJ/år svarende til biomasse andelen af en fremskrevet affaldsmængde.

Iflg. prognose fra Reno Nord var affaldsmængden i 2007 176.000 tons svarende til en nedre brændværdi på 1883 TJ/år. Mængden forventes at stige til 215.000 tons i år 2030 svarende til 2300 TJ/år.

	Andel af DKs forventede ressourcer efter befolkning (TJ/år)	Opgjorte ressourcer indenfor Aalborg kommune (PlanEnergi) (TJ/år)
Halm	1800	980
Træ	1600	670
Biogas	1400	520
Fiberfraktion	-	60
Bioafgrøde	-	1360
- heraf græs	-	200
Affald	1400	2300
I alt	6200	6090

Sum-tallet på ca. 6000 TJ/år i tabellen er det samme uafhængigt af om biomasse ressourcerne er opgjort efter Aalborgs andel af de samlede danske ressourcer eller efter ressourcer indenfor eget område. Dog er der stor forskel på fordelingen af ressourcerne, og der er en "joker" i form af om man i fremtiden via alger eller andre metoder vil kunne fremskaffe yderligere ressourcer.

Det er her valgt at sigte efter en samlet løsning hvor Aalborgs andel af de samlede behov dækkes af Aalborgs andel af de samlede biomasse ressourcer i kombination med andre vedvarende energiformer.

2.3 Industri

Den altdominerende industri i Aalborg er Aalborg Portland med et brændselsforbrug på 15.836 TJ primært kul og Petcoke. Mens det direkte brændselsforbrug i industrien blot er 87 TJ olie og 1080 TJ Ngas.

Inkl. Aalborg Portland er forbruget altså 17.003 TJ, mens det excl. Aalborg Portland er blot 1167 TJ.

I Danmark som helhed var det direkte forbrug i industrien af kul, olie og gas 98.995 TJ i 2007 (Iflg. statistikken). I forhold til befolkning (3,56%) udgør Aalborgs andel altså ca. 3500 TJ.

I forhold til afgrænsningen i relation til industri er udgangspunktet, at Energivisionen skal kunne dække et energiforbrug i industrien på 3500 TJ (970 GWh) i år 2007 svarende til den befolkningsmæssige andel af den samlede danske industri. Dette svarer således til at dække industriens forbrug på 1167 TJ plus en andel af Aalborg Portlands forbrug.

Referencer:

(Mathiesen, Lund, og Karlsson) B. V. Mathiesen, H. Lund, and K. Karlsson. "IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniske systemanalyser, brændselsforbrug, drivhusgasser, samfundsøkonomiske konsekvenser, erhvervspotentialer, beskæftigelseeffekter samt helbredsomkostninger, København, Aug.2009.

(Lund og Mathiesen 2009) Henrik Lund og Brian Vad Mathiesen. IDA's Klimaplan 2050 - Fagligt Notat: Konsekvensanalyse af tilføjelse af CCS-anlæg til IDA's Klimaplan 2050.
[http://vbn.aau.dk/research/idas_klimaplan_2050_fagligt_notat\(18184923\)/](http://vbn.aau.dk/research/idas_klimaplan_2050_fagligt_notat(18184923)/)

3. Elbesparelser

Brian Vad Mathiesen

Virkeliggørelse af markante el-besparelser kræver incitamentter på det nationale niveau såvel som på EU niveau, f.eks. i form af indførelse og skærpelse af standarder og normer for elforbrugende apparater. Aalborg Kommune kan imidlertid også iværksætte en række initiativer i eget regi i forhold til såvel kommunens egne bygninger som i forhold til private husholdninger, industri og erhverv. I det følgende fremhæves en række initiativer som alle skal ses i lyset af de energibesparelsesforpligtigelser, energiselskaberne er blevet pålagt på i alt ca. 50 GWh el pr. år fra 2010, alene i de områder AKE og AKF dækker. El-besparelserne skal ligeledes ses i lyset af aftalen om energibesparelser i kommunale bygninger indgået mellem kommunerne og staten.

3.1 Elbesparelser i husholdninger

I 2007 var elforbruget i husholdningerne i Aalborg Kommune ca. 326 GWh. I referencen for 2050 forudsættes dette reduceret til ca. 268 GWh. El-besparelser i husholdningerne i Energivisionen tager udgangspunkt i baggrundsrapporten til IDA's Klimaplan 2050 [1]. I denne er elforbruget i husholdninger reduceret med 50% i 2030 i forhold til 2008-niveauet.

Dette svarer til, at de 326 GWh reduceres til ca. 163 GWh. Da der i referencen allerede er gennemført besparelser bliver den resulterende besparelse i 2050 som følge af el-besparelserne i Energivisionen 39% i forhold til referenceenergiforbruget i 2050 eller ca. 105 GWh.

En målsætning om 50% reduktion af elforbruget kan gennemføres ved hjælp af oplysningskampagner og udskiftning af apparater. Opgørelser og analyser af det tekniske el-sparepotentiale viser, at forbruget kan reduceres med 50% via relativt enkle forbedringer i husstandes apparater, og at det kan gøres med en selskabsøkonomisk gevinst til følge. Ifølge Elsparefonden vil investeringen i den nuværende situation typisk have en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på op til 4 år ved en elpris på 2 DKK/kWh. Tilbagebetalingstiden på 4 år er udregnet som tilbagebetalingstiden på merinvesteringen for et el-besparende apparat. Investeringssomkostningerne bliver således ca. 8 mio. DKK for en nedbringelse af elforbruget med 1 GWh/år. Den gennemsnitlige tekniske levetid af investeringen er i samråd med Elsparefonden sat til 10 år, og den marginale ekstra driftsomkostning til 0 DKK. Fordeles investeringen over levetiden, skal der således investeres 0,9 mio. DKK/GWh om året, for at elforbruget kan reduceres med 1 GWh/år. Hvis de energieffektive teknologier bliver markedsdominerende, vil meromkostningen medføre en ændring fra nicheproduktion med et begrænset marked, til markedsdominans blandt disse produkter. En rapport fra OECD fra 2006 peger på, at når el-besparende apparater først bliver markedsdominerende, reduceres ekstraomkostningen væsentligt pga. stordriftsfordele, og der er en tendens til, at den tangerer 0 DKK [2]. Dette betyder, at den kalkulerede meromkostning reduceres som følge af stor produktion, og at markeds- og konkurrenceforhold i nogle tilfælde vil eliminere den forventede meromkostning i produkternes prisfastsættelse på markedet. På denne baggrund skønnes den samfundsøkonomiske ekstra investeringssomkostning i Energivisionen, hvor den

energieffektive teknologi dominerer markedet, at være på 4,0 mio. DKK pr. sparet GWh/år eller 0,47 mio. DKK pr. år. Dette skøn er udviklet i samråd med Elsparefonden.

De marginale merinvesteringsomkostninger bliver herved 420 mio. DKK med en levetid på 10 år i Energivisionen. Der er tale om årlige investeringsomkostninger på 49 mio. DKK for el-besparelser i husholdninger.

3.2 Elbesparelser i industri og erhverv

I industri og erhverv er der et stort besparelspotentiale. Ofte bliver disse ikke realiseret pga. et krav om 1-3 års tilbagebetalingstid. I beregningerne er det forudsat, at de realiserbare el-besparelser har en tilbagebetalingstid på mellem 5 og 10 år ud fra et fagligt notat til IDA's Klimaplan 2050 [3], jf. opgørelse af potentialet i Tabel 1. I dette notat opgøres besparelspotentialer med udgangspunkt i erfaringer fra konkrete realiserede tiltag. Ud fra Johansen et al. (2009) [3] kan besparelspotentialet med en tilbagebetalingstid på 7,5 år beregnes til 43%. I IDA's Klimaplan er det vurderet, at der kan opnås yderligere 2% besparelser frem til 2050. Med dette udgangspunkt implementeres el-besparelser i 2050 svarende til 45% af det nuværende forbrug i Energivisionen.

Slutanvendelse	Tilbagebetalingstid 2015			Tilbagebetalingstid 2030		
	2 år	5 år	10 år	2 år	5 år	10 år
Belysning	15	20	60	25	35	70
Pumpning	20	35	45	35	45	60
Køl/frys	15	35	50	30	40	55
Ventilation	20	30	35	30	40	50
Trykluft	25	35	60	40	60	75
Øvrige elmotorer	10	15	25	20	25	30
Edb	10	15	25	20	25	30
Smeltning m.m.	5	10	15	15	20	30
Rumvarme	5	10	15	15	20	30
I alt	15	23	40	26	35	50

Tabel 1, Procentvis potentiale for el-besparelser i 2007 [3].

El-forbruget i industri og erhverv i Aalborg Kommune (ekskl. Portland) var i 2007 ca. 746 GWh. I referenceenergisystemet stiger dette til 1.034 GWh. Dette forbrug nedbringes med ovenstående udgangspunkt til 410 GWh. Offentlig service en del af industri og erhverv, og det er forudsat her, at der inden for denne sektor kan opnås lige så store besparelser som i de øvrige sektorer.

El-besparelserne kan gennemføres med en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på i gennemsnit 7,5 år. Anlægsomkostningen er sat til 2,4 mio. DKK/GWh ud fra den betragtning, at elprisen i 2008 er ca. 60 øre/kWh og renten er 10 %. Dette giver samlede investeringsomkostninger på 1,498 mia. DKK for en besparelse på ca. 624 GWh. Der er ingen ekstra drift- og vedligeholdelsesomkostninger, og der er regnet med en levetid på 15 år. Nogle investeringer vil have en kortere levetid end de 15 år, pga. f.eks. tilpasning af produktionen til nye produkter. Der vil dog også være andre investeringer, som er af mere strukturel karakter og derfor har en længere levetid. Dette svarer til årlige investeringsomkostninger på 125 mio. DKK for el-besparelser i industri og erhverv.

Som ved el-besparelser i husholdninger, kan dette betyde at kraftværkskapaciteten på kondensværker reduceres i forhold til det maksimale forbrug i en time.

3.3 Forslag til lokale tiltag vedr. elbesparelser i husholdninger, industri og erhverv:

Forsyningsvirksomhedernes energispareindsats kan bl.a. finansieres af forbrugerne via energiregningen, som følge af energispareaftalen mellem Klima- og Energiministeren, samt net- og distributionsselskaberne. Aftalen er en opfølgning på den politiske aftale fra 21. februar 2008 om den danske energipolitik i årene 2008-2011. Den nye aftale sætter de overordnede rammer og mål for perioden 2010-2020 og de præcise regler for perioden 2010-2012. Aftalen omfatter energibesparelser inden for alle brancher bortset fra transport. En anden mulighed er at finansiere energibesparelser via et nyt kommunalt energiselskab.

I Energivisionen anvendes IDA's Klimaplan 2050 til opgørelse af el-besparelserne i husholdninger, industri og erhverv. De tiltag der skal til for at denne målsætning kan opfyldes er på nationalt eller EU-niveau, når det gælder produktstandarder. Herfra kan der også komme landsdækkende kampagner mv. Lokale tiltag kan fremme denne udvikling med oplysningskampagner, demonstration mv. både rettet til borgere og virksomheder direkte, men også rettet til virksomheder der sælger el forbrugende apparater. Tiltagene Aalborg Kommune kan lave på dette område skal ses i sammenhæng med de besparelsesforpligtigelser kommunens forsyningselskaber har. Med den seneste aftale med net- og distributionsselskaberne er forpligtigelserne højere. I denne aftale strammes op på hvilke tiltag, der kan tælles med i indsatsen, men der kommer også nye muligheder. Bl.a. mht. finansiering, hvor der nu må gives tilskud på op til 10% af de samlede omkostninger og flere muligheder for kortlægning og rådgivning.

Tiltag rettet mod husholdninger:

- Oplysningskampagner og demonstration af elektronik mv. der bruger mindre el rettet mod borgere, samt sprede viden og information om teknologi, og fremme af adfærdsændringer
- Etablering af samarbejde mellem Aalborg Kommune, Elsparefonden og lokale virksomheder og evt. flere om fokus på og markedsføring af A-mærkede produkter.
- Give skrotningstilskud til de apparater, der bruger allermost strøm, og hvor der findes gode alternative produkter.
- Fremme totaløkonomiske betragtninger i stedet for fokus på anskaffelsesværdi

Tiltag rettet mod industri og erhverv:

- Identifikation af besparelsesmuligheder i industri og erhverv i Aalborg Kommune, f.eks. i forhold til køling, trykluft, belysning, procesudstyr mv.
- Bistand i form af rådgivning eller tilskud til gennemførelse af energibesparelser i industri og erhverv, f.eks. i forhold til køling, trykluft, belysning, procesudstyr mv.

- Bistand i form af rådgivning eller tilskud til effektivisering af belysningen, ventilation, computerudstyr i kontorer, skoler mv.
- Fremme aftaler om konkrete energisparemål med virksomheder om at reducere elforbruget og energiforbruget generelt
- Fremme totaløkonomiske betragtninger i stedet for fokus på anskaffelsesværdi
- Spredte viden og information om teknologi, og fremme af adfærdsændringer

Kommunen går foran:

- Aalborg Kommune kan indgå i partnerskaber a lå *Kurveknækraftalen* med Elsparefonden, og har allerede indgået en aftale med Danmarks Naturfredningsforeningen om at mindske CO₂-udledningen ved kommunale aktiviteter inkl. transport.
- Aalborg Kommune kan vise og inspirere virksomheder i kommunen, hvordan besparelser kan realiseres ved at implementere elbesparelser i eget regi.
- Aalborg Kommune kan lave indsatser rettet mod store energifrasere i hver branche i det omfang rådgivning eller tilskud til gennemførelse af energibesparelser ikke fører til tilstrækkelige resultater. F.eks. regulere eller forbyde brugen af terrassevarmere.
- Aalborg Kommune kan lave en samlet strategi, der sørger for indkøb af de mest energieffektive produkter, evt. ved etablering af et sekretariat for energieffektive kommunale indkøb. Langt de fleste tiltag vil kunne betales tilbage selskabsøkonomisk, og det bør løbende måles, hvor meget der sparet energimæssigt og økonomisk. Det betyder også, at lønnen til medarbejdere der har fokus på området kan betales vha. sparede driftsudgifter.
- Fremme totaløkonomiske betragtninger i stedet for fokus på anskaffelsesværdi.
- Etablering af systematisk energiledelse, gerne decentralt på institutionsniveau, hvilket pt. er et mål for Aalborg Kommune.
- Aalborg Kommune kan efter "Samsø-modellen" lave et kommunalt selskab: Aalborg Vedvarende Energi Aps. Selskabet vil have status af kommunalt elforsyningselskab, kan etableres med midler fra Kommunekredit, skal godkendes af tilsynsrådet og Skat som selskab. Alt overskud skal anvendes til energiformål. I selskabet, der er etableret på Samsø regner man med at være gældfri på 14 år.

Kilder

- [1] B. V. Mathiesen, H. Lund, and K. Karlsson, "IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniske systemanalyser, brændselsforbrug, drivhusgasser, samfundsøkonomiske konsekvenser, erhvervspotentialer, beskæftigelseeffekter samt helbredsomkostninger (IDAs Climate Plan

2050, background report in Danish and English)," Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Denmark, Aug. 2009.

- [2] OECD/IEA, "Do energy saving appliances cost more?," OECD/IEA, Paris, France, Oct. 2006.
- [3] M. Johansen, M. W. Hansen, and J. Mikkelsen, "Energibesparelser i erhvervslivet (Energy savings within industry and service)," Dansk Energi Analyse A/S og Weel og Sandvig Aps, Copenhagen, Denmark, Mar. 2009.

4. Brændselsbesparelser i industrien

Brian Vad Mathiesen

I forhold til forbruget på 970GWh i år 2050 foreslås gennemført samme omlægninger som i ingeniørforeningens plan, IDAs Klimaplan 2050, dvs. følgende:

- 80 GWh/år svarende til ca. 8% af forbruget erstattes med fjernvarme. Der regnes med en kedelvirkningsgrad på 80% og dermed et nettofjernvarmebehov på 64 GWh.
- Af de resterende 890 GWh gennemføres alle investeringer med en tilbagebetalingstid under 7,5 år, hvorved brændselsforbruget nedbringes med 290 GWh svarende til 33%. Omkostninger er 1,3 mio.kr. pr. sparet GWh svarende til i alt 377 mio.kr. Investeringen forventes at have en levetid på 30 år.
- Af de resterende 600 GWh kan et forbrug på 130 GWh evt. erstattes af et el-forbrug på ca. 117 GWh. De resterende 470 GWh forudsættes dækket af biomasse.

5. Transport, mobilitet og vedvarende energi

Brian Vad Mathiesen

Transportsektorens energiforbrug og CO₂-udslip er steget i gennem de sidste årtier. Det er vanskeligt præcist at opgøre transportarbejdet i Aalborg Kommune i form af transport inden for kommunen, ud og ind af kommunen og andelen af transit. Derfor tager opgørelserne af den nuværende situation samt det forventede fremtidige transportbehov udgangspunkt i nationale data. I Energivisionen tages udgangspunkt i en fremskrivning fra i dag til 2050. Frem til 2030 tager fremskrivningen afsæt i Energistyrelsens basisfremskrivning, der for transport baserer sig på en række trafik-, økonomi-, og energisystemmodeller. Denne fremskrivning er baseret på, at der ikke laves yderligere tiltag, end der allerede er vedtaget. Disse trends fortsættes frem til 2050. Energiforbruget i transportsektoren opdelt efter befolkningstal i Aalborg Kommune og de lokale forhold i kommunen.

For gradvist at erstatte de fossile brændsler i transportsektoren med vedvarende energi, er det nødvendigt med såvel nationale som lokale tiltag. De initiativer, der foreslås for transport i Energivisionen tager hovedsageligt udgangspunkt i IDA's Klimaplan 2050 [1], hvor der er udarbejdet en samlet strategi for transportsektoren i samråd med en række førende eksperter og forskere på transportområdet. Denne strategi trækker på en bred vifte af virkemidler, for at opnå et transportsystem baseret på vedvarende energi.

Energiforbruget til transport forventes at stige fra 6.730 TJ i 2007 til 7.090 TJ i 2030 og 7.440 TJ i 2050 inklusiv personbiler, motorcykler, busser, lastbiler, tog, skibe og indenrigsluftfart. Dette svarer til en stigning på knap 11 %. For mindre biler reduceres benzinformbruget frem til 2050 med 30 %, mens dieselforbruget øges med 24 %. Andelen af biobrændsel forventes i 2050 at udgøre knap 23 % af brændstofforbruget i små biler i 2050. Det totale brændselsforbrug til personbiltransporten er ca. 3.764 TJ i dag. I 2050 er forbruget i referencen 3.875 TJ. Heri er indregnet, at der sker en gradvis forbedring i energieffektiviteten i bilerne. Brændstofforbruget til lastbiler, varebiler og busser forventes frem til 2050 at stige til 3.091 TJ, svarende til en stigning på 24 %. Herudover er Aalborg Kommunes andel af udenrigsluftfarten beregnet til 1.169 TJ på baggrund af befolkningstal.

I de følgende afsnit er beregninger og tiltag i transportsektoren i Energivisionen gennemgået.

5.1 Kommuneplaner, lokalplaner, roadpricing og udviklingen i transportbehovet

På kort sigt kan det være svært at se markante ændringer som følge af de tiltag, man vælger at lave, og der er ikke én teknologi eller ét virkemiddel, som kan løse alle udfordringerne i transportsektoren. Det er imidlertid vigtigt, at der laves så mange initiativer lokalt og nationalt som muligt på kort sigt, hvis man ønsker mere vedvarende energi i transportsektoren. Dette øger chancerne for, at der kan ses markante resultater på langt sigt.

På transportområdet skal der sættes på en lang række forskellige initiativer inden for de forskellige transportformer, hvis energiforbruget skal nedbringes, og hvis de fossile brændsler skal erstattes. Først og fremmest er det nødvendigt at gøre noget ved de forhold, der skaber en større efterspørgsel

efter transport - det vil sige den måde, vi bor og arbejder på, og den måde skatte- og afgiftssystemet er indrettet på [2]. Kun herved kan vedvarende energi række til også at dække transportsektoren. Hvis transportsektorens CO₂-udledning skal reduceres på langt sigt, vil det derfor være nødvendigt at gennemføre tiltag af følgende karakter:

- at give et stærkt incitament til miljøvenlige biler
- at indføre i miljøzoner byer, der kun giver adgang til biler, der overholder stadigt skærpede emissionskrav
- afskaffelse/reduktion/ændring af kørselsfradraget, så garageafgifter erstattes af kilometerafgifter og/eller differentierede ejendomsskatter
- fysisk planlægning, der fremmer stationsnærhedsprincippet
- en målrettet satsning på jernbane, letbane, busser og cykler som bærende element i fremtidens trafiksystem

For at reducere væksten i transportarbejdet frem til 2050 gennemføres en række tiltag. Det vurderes, at en provenuneutral omlægning af alle bilskatter til en kilometerafgift kan mindske persontransportarbejdet med op til 15%. For at dette kan opnås bør der, foruden roadpricing, laves en bedre fysisk planlægning samt en byfortætning, så disse tre tiltag samlet set giver en reduktion af væksten i transportarbejdet i person- og varevognstransporten. Yderligere virkemidler er differentierede ejendomsskatter og afskaffelse/reduktion af kørselsfradraget. Dette bør derfor inddrages i byplanlægningen allerede nu, så kommuneplaner og lokalplaner afspejler dette.



Halvdelen af væksten i transportarbejdet frem til 2030 på 18% for personbiler og varevogne mv. reduceres ved hjælp af de ovennævnte tiltag i perioden, og halvdelen overflyttes til jernbanen. De 15%, der principielt er muligt, er således implementeret i form af 9% reduktion. Dermed er mængden af vejtrafik 18% mindre i 2030 end hvis udviklingen havde fortsat som forventet i referencen for 2030. Der er fortsat en vækst i transportbehovet på 9%, som nu er overflyttet til jernbanen, også vha. ovennævnte tiltag. I løbet af de næste 40 år er det målet i 2050, at de nævnte tiltag vedr. roadpricing, fysisk planlægning mv. kan holde transportarbejdet på et konstant niveau i forhold til 2030, med udgangspunkt i det ovennævnte potentiale for reduktion af væksten i transportarbejdet alene ved roadpricing. [1]

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med disse tiltag vurderes at være neutrale, men dette forudsætter, at der sker en omlægning af skatter og afgifter med disse mål, samt at der laves en samlet plan, hvor den fysiske planlægning prioriteres, og hvor der investeres i kollektiv transport i stedet for flere veje.

5.2 Mere af transportsektoren over på el og mere effektive personbiler, busser og lastbiler

I 2030 er halvdelen af bilparken for personbiler og varevogne rene elbiler eller plug-in hybrid-biler og frem mod 2050 udskiftes samtlige personbiler og varevogne. I Energivisionen for Aalborg Kommune dækkes transportbehovet i 2050 80% af el og 20% af syntetiske brændsler såsom brint eller metanol, der kan laves vha. elektrolyse for personbiler. Ifølge transportvaneundersøgelsen foregår 95% af transportbehovet på ture under 150 km, og at 80% af turene er under 100 km [3], derfor kan en stor del af transportbehovet allerede i dag dækkes af rene elbiler. For varebiler er elforbruget lidt mindre, idet der er antaget en længere turlængde. For varebiler dækker el ca. 70% af forbruget og de syntetiske brændsler ca. 30%. Beregningerne foretages med udgangspunkt i ovenstående fordeling mellem el og syntetiske brændsler, men i praksis afhænger dette af graden af hybridisering.

Ifølge Energistyrelsens rapport "Alternative drivmidler i transportsektoren" fra 2007 vil elbiler have en virkningsgrad på ca. 90% efter 2020 inkl. ladning, og standardbiler en virkningsgrad på ca. 25%, målt på fremdrift i forhold til brændselsforbrug [4]. Konkret regnes der i denne analyse derfor med en faktor 3 forbedring af energiforbruget for den del, der overflyttes til elbiler i forhold til konventionelle biler. Selv om der her regnes med en overflytning fra rene standardbiler på benzin, diesel eller bio-ethanol til elbiler, kan det i praksis forholde sig sådan på kortere sigt, at en del af disse er plug-in hybridbiler baseret på f.eks. forbrændingsmotorer kombineret med batterier, som kan dække størstedelen af transportbehovet.

Omkostningerne til denne overflytning beregnes her som de marginale ekstraomkostninger ved elbiler som erstatning for den samlede bilpark i 2050. Den samlede bilpark mht. personbiler og varebiler forudsættes at bestå af 82.000 enheder i Aalborg Kommune, hvoraf ca. en femtedel er varebiler. Dette svarer ca. til Aalborg Kommunes andel af 2,5 mio. enheder. De samfundsøkonomiske omkostninger i 2020 og frem er 98.000 DKK/enhed for alm. dieselbiler og 77.000 DKK/enhed for benzinbiler [4]. De tilsvarende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger kan opgøres til 7,7% af investeringsomkostningerne pr. år, og hertil kommer omkostninger til brændsel. Ca. 40% af bilparken er benzinbiler og ca. 60% er dieselbiler i 2030. Omkostningerne til elbiler tager udgangspunkt i samme rapport og er 87.000 DKK/enhed. Dertil kommer drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, der her er justeret til en batteripris på ca. 250\$/KWh. Med udgangspunkt i "Alternative drivmidler i transportsektoren" [4] og justeringer foretaget som følge af denne batteripris i rapporten "Analysis of power balancing with fuel cells & hydrogen production plants in Denmark" [5], kan drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne inkl. batteriskift opgøres til 11,2% pr. år, for en elbil med en rækkevidde på 150-200 km. Meromkostningerne for brintbiler og elbiler tager udgangspunkt i samme rapport [5], hvor prisen på en brintbil med 6 kWh hybridisering er opgjort til 126.000 DKK/enhed og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er 6%. Levetiden for ovenstående elbiler, brinthybridbiler og standardbiler er sat til 13 år [5]. Brintbiler forventes at være 2,5 gange så effektive som konventionelle biler. Hertil kommer tab ved fremstilling og lagring af brint.

I 2050 er forbruget af benzin, diesel og bioethanol til personbiler og varebiler væk. Elforbruget til elbiler bliver i Energivisionen derved godt 260 GWh. Elforbruget til opladningen af elbilerne

forudsættes at være fleksibelt i den periode, hvor der ikke er noget transportbehov. I 2050 er brintforbruget godt 60 GWh, og er ligeledes fleksibel indenfor de grænser brintlageret giver.

Med udgangspunkt i ovenstående omkostninger svarer der marginale meromkostninger på ca. 240 mio. DKK/år eller en merinvestering på ca. 1,16 mia. DKK med 11,6% i drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Med samme fremgangsmåde som ovenfor er de samlede meromkostninger knap 100 mio. DKK/år eller en merinvestering på ca. 630 mio. DKK med 6% i drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Der indregnes omkostninger til ladestationer til elbiler svarende til to ladestationer pr. bil. Omkostningerne opgøres med udgangspunkt i rapporten "Alternative drivmidler i transportsektoren" [4] til 5.000 DKK/ladestation, med en levetid på 10 år. I Energivisionen betyder det, at der skal investeres i alt 636 mio. DKK eller årligt ca. 64 mio. DKK.

Selv om en del af persontransporten er overflyttet til jernbanen i 2050, regnes der fortsat med samme antal biler som i dag. Samlet set dækkes 100 % i 2050 af el og plug-in hybrider. I beregningerne forudsættes det, at hybridbilerne er forsynet med brint, men brint kunne principielt også erstattes af andre brændsler som DME (dimetylester), metanol mv.

Det er vigtigt at have et veludbygget busnet, der kan understøtte udbygningen af jernbanen skitseret nedenfor. I Energivisionen dækker el 25% af det nuværende brændselsforbrug i el- og hybridbusser. Med udgangspunkt i de marginale meromkostninger for elbiler er det antaget, at meromkostningerne vokser halvt så meget for elbusser som for elbiler. De marginale merinvesteringer bliver derfor ca. 16 mio. DKK. I alt skal der således bruges 1,18 mia. DKK på elbiler og elbusser i 2050.

I 2050 er 25% af lastbilernes og 15% bussernes brændselsforbrug er omlagt til brint/DME. Med udgangspunkt i, at disse også er 2,5 gange mere effektive end almindelige lastbiler og busser, kan brint/DME-forbruget opgøres til ca. 31 GWh i alt. Omkostningerne herfor er indregnet med udgangspunkt i ovennævnte omkostninger til brintbiler, men med en antagelse om, at de marginale meromkostninger kun er halvt så store i forhold til almindelige lastbiler eller busser. Dette svarer til marginale merinvesteringer på 106 mio. DKK med en levetid på 13 år og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 6%. Samlet set er der altså tale om merinvesteringer på 736 mio. DKK for brint/DME-køretøjer i 2050. I 2050 antages det, at brinten kan forsynes med højtemperaturelektrolyse, og at denne kan opbevares i store ståltryktanke.

5.3 Udbygning af jernbane og letbaner

I Energivisionen tages der udgangspunkt i, at jernbane, letbaner mv. udbygges over de næste 40 år. I 2030 er halvdelen af væksten i person- og varebiltransporten overflyttet til jernbanen. Dette svarer til ca. 9% af væksten på 18% i referencen. Halvdelen af væksten i vejgodstrafikken fra 2008 flyttet fra vej til bane og skib, og samtidig foregår 95 % af togtransporten med elektrisk drevne tog. I det følgende gennemgås tiltag i den banebårne transport, med udgangspunkt i, at der sker en udbygning af infrastrukturen på landsplan, og at der lokalt laves letbaner. Det skal understreges, at brændselsforbruget til tog i Energivisionen tager udgangspunkt i Aalborg Kommunes andel af det samlede dieselforbrug til tog i Danmark.

Det antages, at el-tog er en faktor 3 mere effektive end dieseltog, en faktor 6 mere effektive end fly og en faktor 5 mere effektive end personbiler. Overflytningen af gods til banen og til skib øger effektiviteten med en faktor 10. I alt stiger elforbruget til tog fra ingenting i Aalborg Kommune til ca. 190 GWh. Igen er dette beregnet med udgangspunkt i Aalborg Kommunes andel af den elektrificerede banebårne transport.

Frem til 2030 omlægges en del af person- og godstransporten på veje ved en investering på i alt 200 mia. DKK i en opgradering af jernbanenettet til højere hastighed, flere regionalbaner, samt nærbaner, letbaner, S-tog og metro, herunder en elektrificering af hovedjernbanenettet og cykelinfrastruktur, bedre godsfaciliteter m.m. [6;7]. Dertil kommer en investering på 3 mia. DKK i cykelinfrastruktur og parker og rejsefaciliteter til både cykler og biler. Udgangspunktet er, at Timeplanen mellem de store byer i Danmark gennemføres, hvorved det tager en time at rejse mellem de største byer i Danmark. Omlægningen til højhastighedsjernbanen (200 km/t) kræver bl.a. ny bane Århus-Randers, opgradering af banen Randers-Aalborg. Derudover kræves elektrificering af primærjernbanenettet, herunder elektrificering og kapacitetsudvidelser på strækningen Fredericia-Aalborg (ud over højhastighedsbanen).

Opgraderingerne og nybygninger vil reducere rejsetiden mellem landsdelene markant i 2030, og frem til 2050 foretages yderligere investeringer.

F.eks. peges på, at der skal sættes fokus på bystrækningen fra Aalborg til Århus og Kolding, der i dag er dårligt betjent; kapaciteten på hovedstrækningerne skal udvides, og det bør overvejes hvilke større tiltag, der kan nedbringe rejsetiden mellem de større byer yderligere. Desuden skal sammenhængen med det europæiske højhastighedsnet sikres, og der skal sættes fokus på de tværgående forbindelser fra vest til øst i Jylland. De resterende investeringer i de øvrige Danmark er beskrevet i IDAs Klimaplan 2050 [1], både frem til 2030 og frem til 2050.

Levetiden for investeringerne i kollektiv transport vurderes at være 100 år for tracéanlæg, som udgør 50% af investeringen, og 30 år for resten. Ovennævnte investeringer vurderedes at kunne medføre en fordobling af den kollektive trafik's markedsandel af såvel gods- som persontransport [6]. Omlægningen har omvendt den gevinst, at der dels er sparet tid som følge af mindre trængsel og dels er sparet energi. Værdien af den sparede tid er opgjort til 5,7 mia. DKK/år, som et konservativt skøn og for København alene og allerede i 2004 i en undersøgelse foretaget af COWI [8]. I Aalborg vil omlægningen også kunne medføre at fremtidige flaskehalse kan undgås, og dermed at trængselsomkostningerne kan nedbringes.

Visionen, der ligger til grund for planlægningen af det nye Nordhavnskvarter i København er, at den fysiske planlægning over 40 år har muliggjort, at persontransportarbejdet fordeler sig med 1/3 til biltrafik, 1/3 til offentlig transport (tog) og 1/3 til gang og cykel. Dette er muligvis ikke realistisk over hele landet. Derfor er der implementeret en løsning i 2050 i IDAs Klimaplan 2050, hvor andelen af transport, der dækkes af gang/cykel, fordobles i forhold til i dag. Dette kan lade sig gøre, ved at følge eksemplet fra bl.a. Odense og København [9]. For jernbane, herunder letbaner mv., stiger markedsandelen fra ca. 30% til ca. 40% i 2050. Biler dækker således fortsat 50% af behovet. Cykel/gang udgør ca. 5% af persontransportarbejdet i dag, og den kollektive transport udgør 15-20%.

Med dette udgangspunkt er merinvesteringerne store på frem til 2050, idet der i Energivisionen kræves en massiv satsning på el-drevne transporttyper i tråd med ovenstående konkrete infrastrukturforslag. Imidlertid kan der herved spares omkostninger på nybygning og vedligehold af vejanlæg, hvilket dog ikke er indregnet som en besparelse her.

Med udgangspunkt i beregningerne af omkostninger til ovenstående tiltag i IDAs Klimaplan 2050, samt ovenstående sparede trængselsomkostninger er Aalborg Kommunes andel vurderet til ca. 11 mia. DKK med en levetid på 30 år. Omvendt drages der i Energivisionen fordel af de lavere brændselsomkostninger. Indeholdt i omkostningerne er også Aalborgs andel af omkostningerne til letbaner i de større byer i Danmark. Elforbruget til jernbaner er beregnet til ca. 9 GWh pr. år, som den andel, der kan henføres til Aalborg Kommune.

Luftfartens indenrigstrafik reduceres til 5% af dagens niveau i perioden frem til 2030, da togene bliver væsentligt mere konkurrencedygtige som følge af bedre væsentlige forbedringer i infrastruktur og højere fart. Bl.a. vil timeplanen betyde, at man kan komme til København fra Aalborg på tre timer.

5.4 Effektivisering af flytransporten og skibsfarten

Søfarten kan ved gennemførelsen af en række målrettede energispareinitiativer reducere sit energiforbrug med 40 % frem til 2030 og 60% frem til 2050. Bedre teknisk udformning af skibene og fartned sættelser kan medvirke til, at dette mål kan nås. Det gælder også for skibsfarten, at der bør stilles krav til forbedringer. Det antages, at en målrettet indsats vil kunne gøre effektiviseringen inden for skibsfarten omkostningsneutral, idet de sparede brændsler mere end opvejer omkostningerne til udviklingen af disse. Halvdelen af væksten i vejgodstrafikken fra i dag og frem til 2030 er flyttet fra vej til bane og skib.

Udenrigslufttrafikken forventes at følge referencen og er som udgangspunkt ikke med i referencen for Energivisionen. Den øges generelt med 1,2%, men fra 2020 til 2040 indregnes en forbedring af effektiviteten af nye fly. Producenterne forventer, at fly fra 2020 kan være op til 50% mere effektive end i dag. Imidlertid er det vigtigt at være opmærksom på, at der typisk skal stilles krav til industrien for at opnå de største effektiviseringer.

5.5 Biobrændsler i transportsektoren

I 2050 anvendes bio-diesel i en del busser, tunge lastbiler, samt i søtransporten. I 2050 dækkes 75% af brændstofforbruget i lastbiler og af bio-diesel, og for busser dækkes 60% af bio-diesel. Desuden skal der bruges bio-diesel i skibstransporten. I alt skal der bruges 275 GWh bio-diesel. Der er regnet med, at 96% af biomassebrændværdien er bevaret efter omdannelsen til bio-diesel, svarende til, at biomassebehovet hertil bliver 286 PJ. Der er ikke indregnet yderligere omkostninger end tabet på 4% biomasse vedr. produktion af bio-diesel i forhold til den almindelige raffinering til diesel. Dog er de samme transport- og håndteringsomkostninger medregnet, som Energistyrelsen anbefaler.

Der findes i øjeblikket ikke færdigudviklede muligheder for at erstatte flybrændstof. I 2050 anvendes derfor bio-diesel i luftfarten, idet der dog indregnes 10% tab som følge af, at bio-diesel skal omsættes til flybrændstof. For indenrigsflyvning skal der bruges ca. 2 GWh flybrændstof, når de nævnte omlægninger til tog er medregnet. Hertil kommer Aalborg Kommunes bidrag til udenrigsluftfarten

på 325 GWh flybrændstof. I fremtiden er det uvist, i hvor stor grad internationale højhastighedstog kan erstatte en del af udenrigsluftfarten. Brændselsforbruget til udenrigsflyvningen i 2050 er kun delvis medregnet. Aalborg Kommunes andel af brændselsforbrug til udenrigsluftfart i Danmark i IDAs Klimaplan 2050 svarer til ca. 375 GWh biomasse. Her er medregnet en andel på ca. 110 GWh biomasse hertil.

Omregnet til biomasseforbrug skal der i alt anvendes ca. 289 GWh til vejtransporten og indenrigsluftfarten, og ca. 378 GWh til flytransporten. I alt ca. 665 GWh biomasse. I Energivisionen er der regnet med et samlet forbrug af biomasse på 400 GWh pr. år.

5.6 Transportscenariet i Energivision for Aalborg Kommune

Resultatet af omstillingerne i transportsektoren i Energivisionen fremgår af Tabel 2.

Transporttype	(GWh)	2007	Reference 2050	Energivisionen
Vejtransport	Sum	1.755	1.935	648
Personbiler	Benzin	863	608	-
	Diesel	183	227	-
	Bio-ethanol	-	242	-
	El	-	-	209
	Brint/DME	-	-	63
Varebiler	Benzin	187	232	-
	Diesel	187	232	-
	El	-	-	55
	Brint/DME	-	-	31
Busser	Diesel	94	116	-
	Brint/DME	-	-	6
	El	-	-	9
	Bio-diesel	-	-	63
Lastbiler	Diesel	242	279	-
	Brint/DME	-	-	25
	Bio-diesel	-	-	188
Tog	Diesel	34	52	-
	El	-	-	189
Indenrigs luftfart	JP	19	19	-
	Bio-flybr.	-	-	2
Søfart	Diesel	61	61	-
	Bio-diesel	-	-	24
Forsvaret	Diesel	-	-	-
	Bio-diesel	-	-	-
SUM		1.870	2.068	863

Tabel 2, Brændselsforbrug til transport i Energivision for Aalborg Kommune

Referencer

- [1] B. V. Mathiesen, H. Lund, and K. Karlsson, "IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniske systemanalyser, brændselsforbrug, drivhusgasser, samfundsøkonomiske konsekvenser, erhvervspotentialer, beskæftigelseeffekter samt helbredsomkostninger (IDAs Climate Plan 2050, background report in Danish and English)," Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Denmark, Aug. 2009.
- [2] B. V. Mathiesen, H. Lund, and P. Norgaard, "Integrated transport and renewable energy systems," *Utilities Policy*, vol. 16, no. 2, pp. 107-116, June 2008.
- [3] Danish Transport Research Institute DTU, "Transportvaneundersøgelsen 2006 (National Travel Survey)," DTU, Kgs. Lyngby, Dec. 2007.
- [4] Danish Energy Authority, "Alternative drivmidler i transport sektoren (Alternative fuels in the transport sector)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, Jan. 2008.
- [5] P. Koustrup and B. V. Mathiesen, "Analysis of power balancing with fuel cells & hydrogen production plants in Denmark," *Energinet.dk* (Danish TSO), May 2009.
- [6] H. Lund and B. V. Mathiesen, "Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - Tekniske energisystemanalyser, samfundsøkonomisk konsekvensvurdering og kvantificering af erhvervspotentialer. Baggrundsrapport (Danish Society of Engineers' Energy Plan 2030)," Danish Society of Engineers (Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Dec. 2006.
- [7] O. A. Nielsen, A. Landex, and J. Rørbech, "Fremtidsscenarioer for transport i Danmark (Future scenarios for transport in Denmark)," *Ugebladet Ingeniøren*, Copenhagen, Apr. 2006.
- [8] Københavns Kommune, HUR, Københavns Universitet, Vejdirektoratet, DTU, and COWI A/S, "Projekt Trængsel, resumé (Project Congestion)," COWI A/S, Kgs. Lyngby, Aug. 2004.
- [9] L. Christensen and T. C. Jensen, "Korte ture i bil - Kan bilister ændre adfærd til gang eller cykling? (Behavioural changes towards walking and cycling)," DTU Transport (Danish Technical University), Copenhagen, Denmark, Dec. 2008.

6. Analyser af varmebehovets geografi, varmebesparelser og udvidelser af fjernvarmedækningen

Bernd Möller

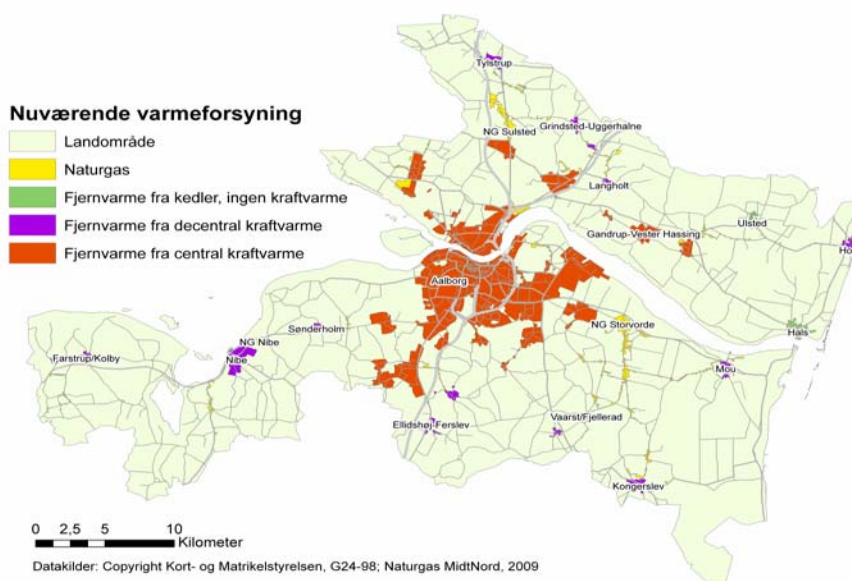
Formålet med dette notat er at undersøge varmekonsumet i Aalborg Kommune samt at kortlægge mulighederne for:

- Besparelser i varmekonsumet til rumopvarmning og varmt vand samt omkostningerne hertil
- Konvertering af bygninger forsynet med individuel naturgas til fjernvarme
- Sammenkobling af kommunens fjernvarmenet

6.1 Kortlægning af Aalborg kommunes varmeforsyning

Kommunens forsyning med fjernvarme og individuel naturgas er blevet kortlagt ved hjælp af områdeinddelingen leveret af Naturgas Midtnord I/S (maj 2009), se

Figur 1. Dette kort bruges til at knytte bygningernes varmebehov på adresseniveau til de enkelte fjernvarmeværker samt til at kortlægge potentialet til at konvertere fra individuel naturgas til ny fjernvarme. Suppleret med oplysninger fra Aalborg Kommunes Forsyningsvirksomheder (AKF) er hvert område med kollektiv forsyning tilknyttet en forsyningsteknologi.



Figur 1: Nuværende forsyning med fjernvarme og naturgas i Aalborg kommune kortlagt af Naturgas Midtnord.

6.2 Opvarmning i det åbne land

22 % af antallet af bygninger ligger i område IV, i det åbne land og udenfor områder med kollektiv forsyning med fjernvarme eller naturgas. Disse bygninger repræsenterer dog kun 11 % af nettoopvarmningsbehovet, se Tabel 3, således at der generelt er tale om mindre varmemeforbrugere, som ligger spredt og uden for rækkevidde af kollektive forsyningsformer. Den fremherskende opvarmningsform i det åbne land er elvarme og oliefyr. Flere og flere oliefyr bliver dog konverteret til træpillefyring.

	Antal bygninger	Nettoopvarmningsbehov [MWh/år]	Nettoopvarmningsbehov, maks besparelser [MWh/år]
Ikke registreret	1.712	49.046	24.459
Elvarme	4.966	25.876	12.168
Oliefyr etc.	5.432	117.172	60.101
Fastbrændsel	1.538	23.900	12.110
Halmfyr	320	8.389	4.149
Naturgas	34	3.528	1.769
Anden opvarmning	200	2.767	1.435
Sum	14.202	230.678	116.191

Tabel 3: Opvarmningen i det åbne land i Aalborg kommune efter opvarmningsform, med og uden mulige varmebesparelser.

Bygningsmassen i det åbne land er ofte kendetegnet af at det specifikke potentiale for energibesparelser per bygningsareal er relativt stort. Årsagen er den gennemsnitligt ældre bygningsmasse. Det specifikke nettoopvarmningsbehov er stort set det samme, se Tabel 4.

	Antal opvarmede bygninger	Samlet bygningsareal	Besparelsespotentiale	Specifikt varmemeforbrug
	[stk]	[m ²]	[%]	[kWh/m ²]
Byområder	50.961	14.969.431	43%	121
Landområder	13.691	1.949.196	50%	118

Tabel 4: Forskelle i bygningsmassen, varmebehovet og besparelsespotentialet mellem by og land i Aalborg kommune.

6.3 Opvarmningsbehov og varmebesparelser

Beregningerne er blevet foretaget på basis af det GIS-baserede Varmeatlas nærmere beskrevet i Möller (2008; 2010) og Dyrelund m.fl. (2008). For samtlige opvarmede bygninger i kommunen blev det nuværende opvarmningsbehov beregnet ved hjælp af BBR-oplysninger som alder, art og areal for bygningen. Bygningerne blev georefereret ved hjælp af beregnede adressekoordinater. Dette

resulterede i en meget detaljeret og geografisk præcis kortlægning af det nuværende varmeforbrug inden for metodens generelle usikkerheder primært afhængig af BBR's kvalitet.

Tabel 5 beskriver bygningsmassens sammensætning i kommunen. Det fremgår at ca. halvdelen af kommunens bygningsmasse stammer fra tiden før den første oliekrise, hvor opvarmningsbehovet per kvadratmeter er ca. dobbelt så højt som i bygningerne fra efter oliekrisen. Desuden fremgår det at historiske bygninger fra før 1800 kun udgør en meget lille del af bygningsmassen.

Opført	Areal [%]	Opvarmningsbehov [%]	Spec. Opv.behov [kWh/m ²]
Før 1800	0,5%	0,7%	175
1800-1900	6%	8%	172
1901-1930	9%	13%	172
1931-1950	5%	7%	169
1951-1970	27%	30%	134
1971-1990	32%	25%	95
1991-2008	16%	9%	72

Tabel 5: Bygningsmassen aldersmæssige sammensætning i Aalborg kommune.

Fremtidens potentielle besparelser er blevet vurderet på basis af disse oplysninger samt den seneste rapport fra SBI på området (Wittchen, 2009), som indeholder flere scenarier. Denne rapport kan beskrives værende forholdsvis konservativ i sin vurdering af varmebesparelser. Der er knyttet de totale og de marginale omkostninger til energibesparelsesindsatserne. Af rapportens tre scenarier er det mest vidtgående scenario for efterisoleringer af den eksisterende bygningsmasse blevet valgt. Her efterisoleres flest bygninger til en højere isoleringsstandard og der opnås besparelser på 37 % i forhold til det nuværende opvarmningsbehov. Yderligere 10 % -point opnås ved at forbedre bygningernes installationer, primært varmfordelingsanlæg og brugsvandsanlæg. Dermed er den samlede varmebesparelse på landsplan i boliger og bygninger til handel og privat service 47 % på landsplan. For bygninger med andre formål er besparelspotentialet blevet vurderet ud fra en fremskrivning til 44% af et 20 % -besparelsscenario i rapporten Varmeplan Danmark (reference til varmeplan DK). Da bygningsmassens sammensætning i Aalborg kommune afviger fra landsgennemsnittet, opnås der besparelser på gennemsnitligt 44 %. Af Tabel 6, fremgår de opnåelige varmebesparelser i de udpegede områder med kollektiv forsyning (fjernvarme og naturgas) i kommunen. Det fremgår af tabellen at besparelspotentialet svinger fra et område til et andet, hvilket skyldes den forskelligartede sammensætning af bygningsmassen i områderne. Nyere boligområder som i Sønderholm giver et lavere besparelspotentialet end områder med en ældre bygningsbestand som i Ulsted m.fl. Specielt landområder med bebyggelse bestående af ældre stuehuse samt bykerner har et større besparelspotentiale end nyere by- og bosætningsområder.

Forsyningsområde	Forsyning	Antal opvarmede bygninger	Nettoopvarmningsbehov [MWh/år]	Nettoopvarmningsbehov, besparelser [MWh/år]	Besparelser [%]
Ellidshøj-Ferslev	FV	503	9.428	5.097	46%
Farstrup/Kølby	FV	294	6.064	3.355	45%
Gandrup-V.	FV	1.643	33.147	18.543	44%
Grindsted-	FV	432	7.501	4.502	40%
Hals	FV	1.118	22.117	12.594	43%
Hou	FV	408	6.662	3.779	43%
Kongerslev	FV	551	12.324	6.681	46%
Langholt	FV	368	7.807	4.379	44%
Mou	FV	531	10.232	5.680	44%
Nibe	FV	1.999	38.017	22.363	41%
Nibe naturgas	NG	184	5.889	3.190	46%
Storvorde naturgas	NG	1.633	30.401	17.869	41%
Sulsted naturgas	NG	663	13.576	7.612	44%
Sønderholm	FV	351	7.277	4.411	39%
Tylstrup	FV	547	11.500	6.534	43%
Ulsted	FV	480	9.896	5.241	47%
Vaarst/Fjellerad	FV	329	7.357	4.005	46%
Aalborg	FV	38.007	1.536.370	872.713	43%
Landområder	Ingen	15.398	273.501	138.724	49%
<i>Sum/gns</i>		<i>65.439</i>	<i>2.049.066</i>	<i>1.147.272</i>	<i>44%</i>

Tabel 6: Fordeling af det nuværende varmebehov og besparelspotentialet på kommunens fjernvarme- og naturgasområder. Beregningerne er foretaget med Varmeatlasset for året 2008, derfor er tallene andre end angivet i Notat Nr. 152 (AKF, 2009b). Nettoopvarmningsbehovet er bygningsmassens varmebehov uden tab i kedler eller i distributionssystemer, inklusive forbruget af varmt vand og beregnet for alle opvarmede bygninger.

Ud fra kendskabet til varmeforbrugets og de potentielle besparelsers fordeling er det muligt at vurdere den fremtidige fjernvarmeproduktion på de energianlæg der er tilknyttet til værkerne.

Da varmeatlasset beregner bygningernes nettoopvarmningsbehov ud fra en vurdering af bygningens registrerede fysiske egenskaber kombineret med empirisk viden om bygningselementernes sammensætning, kan der forventes afvigelser i forhold til andre studier samt registrerede varmeforbrugsdata. Afvigelsen mellem det beregnede og det registrerede fjernvarmeforbrug for hele kommunen i varmeatlasset i forhold til i 2007 er 0,3 %, se Tabel 7. Men som det fremgår af Tabel 7, så findes der betydelige afvigelser mellem PlanEnergis opgørelse for fjernvarmeforbruget i forsyningsområderne (Planenergi, 2009) og det beregnede opvarmningsbehov ifølge Varmeatlasset.

Fjernvarmeværk	Fjernvarmeforbrug Planenergi [MWh/år]	Fjernvarmeforbrug Varmeatlas [MWh/år]	Afvigelse
AKF, i alt	1.352.478	1.288.058	5%
Langholt	6.389	6.302	1%
Grindsted-Uggerhalne	6.944	6.189	11%
Tylstrup	10.000	8.966	10%
Sønderholm	5.000	5.842	-17%
Vaarst-Fjellerad	5.000	5.858	-17%
Ellidshøj-Ferslev	7.222	7.380	-2%
Hou	3.333	4.821	-45%
Hals	19.444	19.266	1%
Ulsted	7.538	8.603	-14%
Gandrup-Vester Hassing	22.919	28.322	-24%
Mou	8.639	8.018	7%
Kongerslev	10.000	9.588	4%
Farstrup-Kølby	2.694	3.804	-41%
Nibe	35.500	31.656	11%
Udenfor fjernvarmeområder		64.830	
sum	1.503.101	1.507.503	-0,3%

Tabel 7: Afvigelser mellem Planenergis opgørelse og Varmeatlasset beregnede opvarmningsbehov. Det er Planenergis tal, som efterfølgende danner baggrund for Energivisionen.

Afvigelserne er altså meget små for hele kommunen, men ret betydelige for de små byer. Årsagerne kan være følgende:

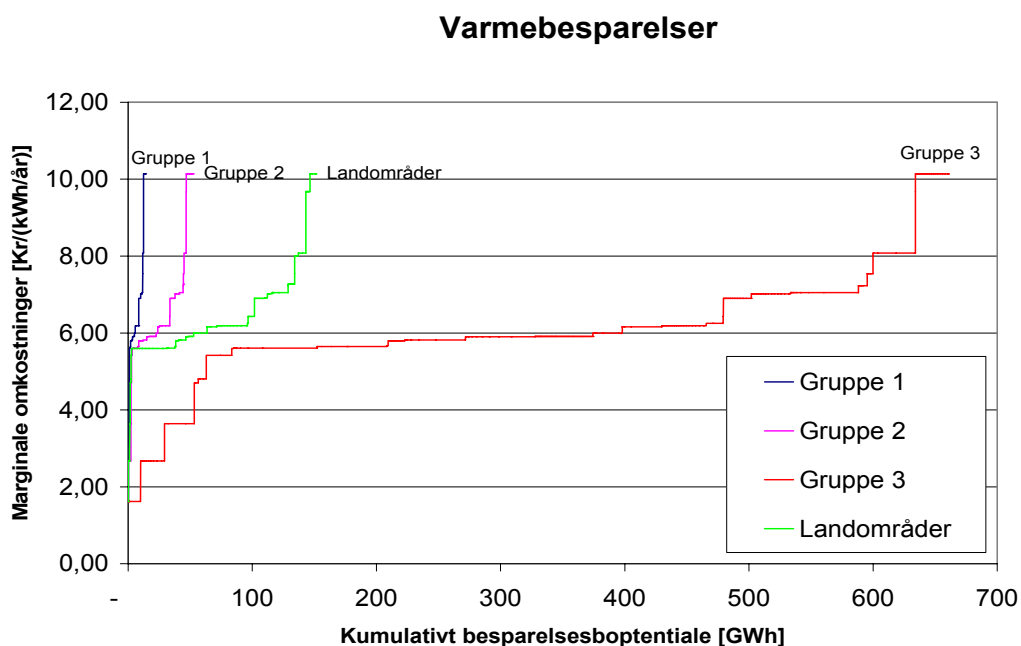
- Manglende opdatering af BBR, resulterende i et for lavt antal fjernvarmeforsynede bygninger. Specielt mindre byer i tidligere landkommuner viser større fejlkvotienter.
- Øget brug af supplerende opvarmning, f.eks. brændeovne, grundet høj fjernvarmepris. Dette gør sig gældende specielt for de decentrale kraftvarmeværker.
- Fejl i antaget nettab. Nettabet er ikke altid opgivet som forholdet mellem solgt og produceret fjernvarme.
- Andre afvigelser begrundet i adfærdsmæssige, bygningsmæssige eller driftsmæssige forhold samt Planenergis metode.

På basis af disse afvigelser er det besluttet at arbejde videre med Planenergis tal for fjernvarmebehovet i 2007 (som opgjort i energibalancen), mens det procentvise besparel-sespotentiale blev vurderet ud fra varmeetlasset. Derudover ligger varmeetlasset beregning af varmebesparelserne og deres omkostninger til grunde for virkemidlerne for at opnå de meget omfattende varmebesparelser.

6.4 Omkostninger for varmebesparelser og deres geografi

SBI rapport 2009-05 (Wittchen, 2009) beregner de marginale omkostningerne for varmebesparelser som de ekstra udgifter forbundet med en reduktion af varmetilbruget med 37 % når der alligevel foretages en bygningsrenovering. Det er i dette projekt interessant at vurdere omkostningerne til at renovere bygningsbestanden relativt til varmforsyningssystemet, dvs. i forhold til forsyning med central eller decentral kraftvarme, kedelbaseret fjernvarme, naturgas eller andre former for individuel opvarmning i det åbne land.

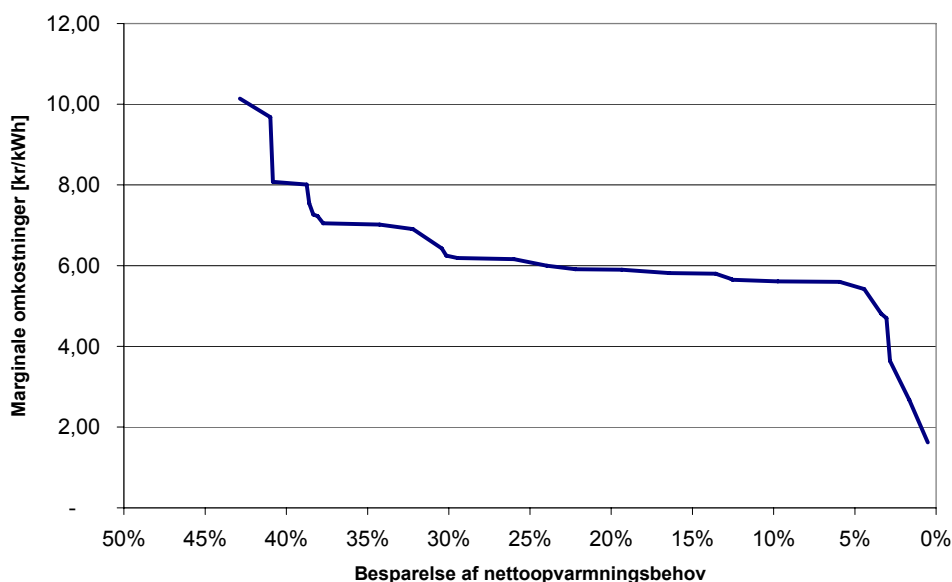
Baseret på Wittchen (2009) og varmeatlasset for Aalborg kommune blev omkostningerne for at energirenovere beregnet for hver enkelt bygning i kommunen og det sparede opvarmningsbehov blev regnet ud som det aktuelle behov minus 44 % besparelser i klimaskærm, varmtvandsforbrug og varmeinstallationer, som er det gennemsnitlige besparelspotentiale i Aalborg Kommune. Derefter blev der fremstillet omkostningskurver for varmebesparelspotentialet for de tre grupper af fjernvarmeproducenter, som bruges til energisystemanalysen (central kraftvarme (Gruppe 3), decentral kraftvarme (Gruppe 2) og kedelbaseret fjernvarme (Gruppe 1)) samt landområderne, se Figur 2.



Figur 2: omkostningskurver for varmebesparelser i bygningsmassen efter beliggenhed i forskellige varmforsyningssystemer.

Som det ses, findes der i Gruppe 3 dækkende Aalborg by og de af AKF direkte forsynede byer langt det største potentiale, hvilket ikke er underligt, da AKF dækker 87 % af kommunens fjernvarmebehov. Det kan ligeledes ses at AKF's forsyningsområde har langt hovedparten af de mere økonomisk fordelagtige dele af potentialet, mest fordi det omfatter etagebyggeri fra 1960-1970, som næsten udelukkende befinder sig i disse områder. I de mindre byer rammer man hurtigere omkostningsloftet for varmebesparelserne.

De samlede omkostninger for at nedbringe nettoopvarmningsbehovet gennem marginale investeringer (når bygninger alligevel reoveres) i kommunen er 5,44 mia. Kr., mens de marginale omkostninger til at nedbringe forbruget udvikler sig som vist i Figur 3. Det skal bemærkes at der ikke er tale om gradvise forbedringer af individuelle bygninger, men at bygningsmassen bygning for bygning isoleres fra nutidens varmebehov til en reduktion på 44 % gennem isolering plus forbedrede varmeinstallationer.



Figur 3: De gennemsnitlige marginale omkostninger for at nedbringe nettoopvarmningsbehovet ved at efterisolere den eksisterende bygningsmasse. Potentialet for varmebesparelser er 37 % på landsplan plus 10 % besparelser i tekniske installationer, svarende til i alt 44 % i Aalborg kommune. Afvigelsen fra landsgennemsnittet skyldes bygningsmassens sammensætning i Aalborg Kommune.

6.5 Mulighed for konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme

Mulighederne for at erstatte individuel varmforsyning med naturgas, olie eller biomasse i individuelle kedler samt ved hjælp af elvarme i Aalborg kommune er ret beskedne da kun 26 % af opvarmningsbehovet dækkes af individuel opvarmning i dag, se Tabel 8. Potentialet for konvertering af naturgas til fjernvarme er yderst beskedent med maksimalt 3 % af det samlede opvarmningsbehov i kommunen.

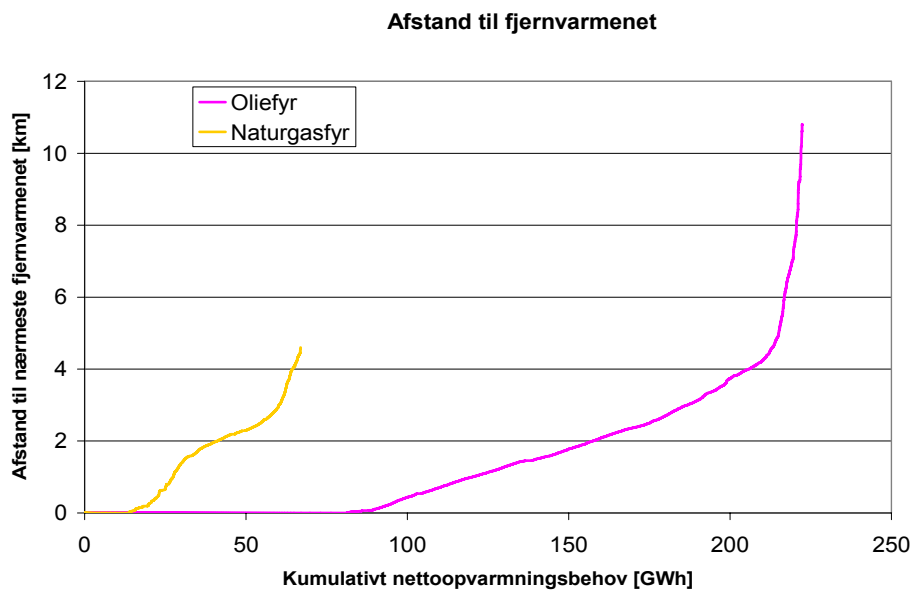
Opvarmningsform	Antal bygninger	Andel af bygninger	Samlet varmebehov [MWh/år]	Andel af varmebehovet
Elvarme	6.033	9%	40.132	2%
Olie	8.228	13%	222.374	11%
Naturgas	2.185	3%	66.944	3%
Fjernvarme	42.137	64%	1.514.230	74%
Andre	6.856	10%	205.386	10%
Sum	65.439	100%	2.049.066	100%

Tabel 8: Mulighederne for konvertering af individuelt opvarmede bygninger er begrænsede, specielt for naturgas. Kun 3 % af bygningernes varmebehov i kommunen dækkes af individuel naturgas.

Langt størsteparten af bygningerne i fjernvarmeområderne er tilsluttet fjernvarmen, mens oliefyr dominerer varmforsyningen i det åbne land, med det forbehold at konverteringer til træpillefyr eller jordvarme ofte ikke er blevet indberettet til BBR.

Nærmeste fjernvarmenet	Ved nutidens varmebehov	Ved maksimal besparelse
Farstrup/Kolby	650	333
Gandrup-Vester Hassing	1.735	877
Grindsted-Uggerhalne	145	85
Hou	31	16
Kongerslev	2.944	1.596
Langholt	198	101
Mou	133	67
Nibe	2.857	1.615
Sønderholm	985	480
Tylstrup	3.824	2.028
Ulsted	188	96
Vaarst/Fjellerad	367	194
Aalborg	29.034	17.502
Udenfor fjernvarmeområderne	10.643	5.375
Sum	53.734	30.365

Tabel 9: Potentiale for konvertering fra naturgas til fjernvarme [MWh/år].



Figur 4: Afstand til nærmeste fjernvarmenet beregnet for samtlige bygninger med olie- og naturgasfyr. En del olie- og naturgasfyr er registreret inden for fjernvarmeområderne. Størsteparten af bygningernes opvarmningsbehov med individuelle olie- og gasfyr er lokaliseret inden for 3-4 km afstand fra eksisterende fjernvarmenet.

Tabel 9 viser potentialet for omlægning fra individuel naturgas til fjernvarme for det nuværende varmebehov samt for besparelsscenarioet, dog uden vækst i bygningsmassen. Potentialet er beskedent, primært fordi der er få naturgasopvarmede bygninger i kommunen. Områder langt væk fra de eksisterende fjernvarmeområder er praktisk udelukket.

Langtfra hele potentialet er indenfor økonomisk rækkevidde. Det er typisk afstanden til fjernvarmenettet, som begrænser bygningernes mulighed for at blive tilkøbet et fjernvarmenet. Figur 4 viser, hvordan afstanden til fjernvarmenettet stiger for bygninger, som i dag forsynes af enten olie- eller naturgasfyr. Forudsættes det at samtlige former for individuel opvarmning indenfor eksisterende fjernvarmeområder konverteres til fjernvarme, giver dette et potentiale som i Tabel 10.

Opvarmningsform [MWh/år]	Nuværende fordeling	Fortætning i eksisterende fjernvarmeområder	Fortætning plus konvertering af naturgasområderne
Fjernvarme	1.514.230	1.726.584	1.775.876
Oliefyr	222.374	141.085	129.231
Naturgas	66.944	53.247	21.012
Elvarme	40.132	29.310	27.503
Andet	205.386	98.840	95.444
sum	2.049.066	2.049.066	2.049.066

Tabel 10: Muligheder for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme med det nuværende opvarmningsbehov. Ud over den nuværende fordeling (jf. Tabel 6) viser tabellen fordelingen på opvarmningsformen hvis a) samtlige individuelle varmeinstallationer i bygninger inden for fjernvarmeforsyningsområder kobles til fjernvarmenettet og b) alle individuelle bygninger i naturgasområderne kobles til nyetablerede fjernvarmenet med naturgasforsyningsområdets beliggenhed.

Potentialet for ny fjernvarme i Aalborg kommune er på 212 GWh hvis samtlige bygninger inden for de eksisterende fjernvarmenet tilkøbes. Hvis samtlige bygninger i de områder, der i dag er forsynet med naturgas og som er beliggende i by- eller landsbymæssige bebyggelser, tilkøbes, øges fjernvarmepotentialet med yderligere 49 GWh. Det resterende 21 GWh naturgasbaserede opvarmningsbehov ligger typisk mellem bymæssig bebyggelse og for langt væk fra mulige fjernvarmenet og er dermed som regel udelukket som potentiel fjernvarme, se også Figur 4. Gennemføres varmebesparelserne på gennemsnitligt 44 %, så reduceres potentialet for omlægninger til fjernvarme, pga. større omkostninger pr. bygning som vist i Tabel 11.

Opvarmningsform [MWh/år]	Nuværende fordeling	Fortætning i eksisterende fjernvarmeområder	Fortætning plus konvertering af naturgasområderne
Fjernvarme	871.107	980.632	1.008.773
Oliefyr	115.159	72.523	66.275
Naturgas	37.473	30.476	11.269
Elvarme	19.520	13.902	12.975
Andet	104.013	49.739	47.980
sum	1.147.272	1.147.272	1.147.272

Tabel 11: Muligheder for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme hvis der gennemføres varmebesparelser på gennemsnitligt 44 %. Varmebesparelsespotentialer afhænger af bygningsmassens sammensætning i forsyningsområderne, således er konverteringspotentialer specielt i landsbyerne med en ældre bygningsmasse lavere end i nyere, bynære bebyggelser.

6.6 Omkostninger for ny fjernvarmetilkobling

Omkostningerne til at koble bygningerne med nuværende individuel varmforsyning, som er beliggende inden for eksisterende fjernvarmeområder, til eksisterende fjernvarme beregnes ud fra antallet af nødvendige husinstallationer og stikledninger for forskellige størrelser af varmemeforbrugere. Dertil lægges omkostninger til etablering af nye forsyningsnet, som er beregnet som gadenetbidrag i Varmeplan Danmark (Dyrelund m.fl., 2008). Tabel 12 beskriver de specifikke omkostninger for husinstallationer, stikledninger og gadenetbidrag per bygning for forskellige typer af bygninger, som de er blevet anvendt i Varmeplan Danmark. Tabel 13 sammenfatter omkostningerne for henholdsvis tilkobling af resterende individuelt forsynede bygninger indenfor fjernvarmenettet, samt etablering af nye distributionsnet og tilkobling af bygningerne til disse net.

Bebyg- gelses- form	Netto- varme-behov [MWh/år]	Dimen- sionerings- behov [MWh/år]	Dimen- sionerings- effekt [kW]	Indirekte bruger- anlæg [Kr/stk]	Direkte bruger- anlæg [Kr/stk]	Gadenet- bidrag nybyggeri [Kr/stk]	Gadenet- bidrag eks. byggeri [Kr/stk]	Stik alene (fortætning) [Kr/stk]
Åben/lav	<10	9	8	14.000	12.000		16.000	
Tæt/lav	<10	6	5	14.000	12.000		9.000	
Åben/lav	10- 20	18	15	15.000	12.000	34.100	43.925	17.025
Tæt/lav	10- 20	12	12	14.000	12.000	18.375	23.950	10.500
n.a.	21-50	45	30	22.000	18.000	50.150	65.850	23.400
n.a.	51-100	90	60	36.000	29.000	80.250	109.125	38.250
n.a.	101-200	180	120	64.000	51.000	123.100	174.700	53.800
n.a.	>200	360	240	121.000	97.000	177.750	248.875	70.750

Tabel 12: Specifikke omkostninger for tilslutning af eksisterende bygninger såvel som nybyggeri til eksisterende og nyetablerede fjernvarmenet. Data stammer fra Rambøll og indgik i Varmeplan Danmark.

Som det fremgår af AKF's notat nr. 152, så har man beregnet omkostningerne ved komplet nyinstallation af fjernvarmenettet i Tylstrup opgjort til 22,22 mio kr, svarende til 299 Kr/m² eller 43.835 Kr pr bygning. Der indgår antagelser om længde af stik- og hovedledning i beregningerne, som er baseret på en opgørelse af det faktisk installerede fjernvarmesystem. Husinstallationer som varmeveksler og måler er ikke medtaget. Gennemfører man samme beregning med datagrundlaget og modellen fra Varmeplan Danmark, under den antagelse af der ikke fandtes et fjernvarmenet i Tylstrup, er der en lille afvigelse. Således er omkostninger til nyt fjernvarmedistributionsnet og stikledninger ifølge den her beskrevne metode 36 mio kr. inklusive husinstallationer. Da AKF opgør omkostningerne uden husinstallationer for gennemsnitligt 15.000 kr, og området Tylstrup er kortlagt

lidt forskelligt svarer resultatet af de her beskrevne beregninger nogenlunde til AKF's overslag for Tylstrup.

I Tabel 13 kan man imidlertid se, at de specifikke omkostninger pr. bygning eller pr. bygningsareal er meget forskellige i de forskellige områder, hvilket skyldes, at ikke ret mange af de andre små byer ligner Tylstrup ret meget. Desuden findes der jo i de fleste forsyningsområder allerede fjernvarmenet, og ekstra investeringer for tilslutningen af de resterende bygninger vil kun medføre nye stikledninger og husinstallationer. Man kan desuden se at geografisk udstrakte områder som Sulsted og Storvorde er en del dyrere, hvilket skyldes den lavere forsyningstæthed sammenlignet med Tylstrup. Billigst er tilslutningen af de resterende få bygninger i Aalborg, hvilket skyldes den høje forbrugstæthed, mens det er dyrest at tilslutte bygningerne i de bynære landområder.

Forsyningsområde, nuværende	Antal nyt tilsluttede bygninger	Samlet bygningsareal [m ²]	Sum netto-opvarmingsbehov [MWh/år]	Sum omkostninger ny fjernvarme [1000 Kr]	Gns. omkostning for tilslutning [Kr/bygning]	Gns. bygningsareal [m ²]	Specifik fjernvarmekostning [Kr/m ²]
Landområder	1.182	2.338.312	42.421	92.278	78.069	152	514
Aalborg	3.857	12.603.137	177.134	160.170	41.527	332	125
Ellidshøj-Ferslev	109	79.230	2.046	3.583	32.872	158	209
Farstrup/Kolby	114	48.639	2.258	3.815	33.465	165	202
Gandrup-Vester Hassing	154	281.551	4.643	6.072	39.429	171	230
Grindsted-Uggerhalne	85	59.312	1.293	2.584	30.400	137	221
Hals	147	179.005	2.708	4.539	30.878	160	193
Hou	156	55.716	1.836	4.351	27.891	137	204
Kongerslev	100	99.232	2.582	3.776	37.760	180	210
Langholt	76	58.261	1.475	2.522	33.184	158	210
Mou	103	84.111	2.183	3.543	34.398	158	217
NG Nibe	184	57.503	5.889	15.058	81.837	313	262
NG Storvorde	1.616	267.303	30.165	102.064	63.158	164	386
NG Sulsted	634	107.960	13.238	42.164	66.505	163	408
Nibe	284	339.351	6.226	10.035	35.335	170	208
Sønderholm	63	59.112	1.436	2.331	37.000	168	220
Tylstrup	101	8.634	2.447	3.667	36.307	162	224
Ulsted	62	74.184	1.192	1.988	32.065	155	207
Vaarst/Fjellerad	60	47.840	1.476	2.076	34.600	145	238
sum/gns	9.087	16.928.393	302.648	466.616	51.350	259	198

Tabel 13: Omkostninger til anlæggelse af nye distributionsnet og tilslutning af samtlige bygninger i nye og eksisterende fjernvarmenet.

6.7 Nettab, temperaturer og investeringer i fremtidige fjernvarmenet.

Der er taget udgangspunkt i det nuværende fjernvarmebehov år 2007, som er opgjort til 1.906 GWh/år, hvoraf nettabet udgør 400 GWh svarende til 21 procent. I år 2050 i et fremtidigt system efter tilkobling af ny bebyggelse forventes dette at stige til i alt 1.967 GWh/år hvoraf nettabet udgør 21 % svarende til 413 GWh/år (Planenergi, 2009).

Hertil kommer konvertering til fjernvarme fra individuelle olie-, naturgas- og biomassekedler og elvarme samt konvertering af industri. Ifølge analyserne her er der et potentiale for udvidelse af fjernvarmen i Aalborg kommune på 212 GWh nettovarmebehov, hvis samtlige bygninger inden for de eksisterende fjernvarmenet tilkøbes. Hertil kommer et potentiale for konvertering af naturgas svarende til yderligere 49 GWh (nettovarmebehov), altså i alt 261 GWh (nettovarmebehov). Dette varmebehov omfatter imidlertid såvel individuelle forbrugere som industri. Potentialet hos de individuelle opgøres til 185 GWh. De resterende 76 GWh henføres til industri, hvoraf de 64 GWh regnes omlagt til fjernvarme med en brændselsbesparelse til følge på 80 GWh. Der regnes således med at omlægge i alt $64+185 = 249$ GWh ud af potentialet på 261 GWh.

I et fremtidigt energisystem i Aalborg kommune, hvor nettovarmebehovet er reduceret med 44 % vil en sådan besparelse kunne omsættes til fordele i form af temperatursænkninger i fjernvarmenettet og/eller besparelser på investeringer i fjernvarmerør ved renoveringer. Omfanget af disse besparelser er vurderet i varmeplan Danmark for det samlede danske fjernvarme-system. Her er denne vurdering overført til Aalborg kommune på følgende måde:

Ifølge Varmeplan Danmark bilag 4 havde Danmark i 2006 et fjervarmesalg på 28.350 GWh/år, et nettab på 7.419 GWh/år (svarende til 21 %) og en samlet fjernvarmeproduktion på 35.769 GWh/år.

Som udgangspunkt (reference) vil der blive foretaget en løbende udskiftning af fjernvarmenettet herunder reduktion af fjernvarmetabet samt yderligere tilslutninger. Herved vil fjernvarmenettet reduceres til 16 %, som det fremgår af nedenstående Tabel 14. I varmeplan Danmark er nyværdien af det samlede ledningsnet opgjort til 108 mia.kr., hvoraf der forventes renoveringer/udskiftninger for i alt 35 mia.kr.

Vurdering at hele Danmarks fjv-forsyning jf. Varmeplan Danmark			
	Udgangspunkt år 2006	Reference-scenario	Scenario med 50% rumvarmereduktion og redimensionering af fjv-net
Salg an forbruger	28.350 GWh	35.150 GWh	20.590 GWh
Nettab	7.419 GWh	6.647 GWh	4.756 GWh
Sum (Ab værk)	35.769 GWh	41.797 GWh	25.346 GWh
Temp: frem/retur	85/45 °C	80/40 °C	65/28 °C
Nettab i %	21 %	16 %	19 %

Tabel 14: Nøgletal for de nuværende og fremtidige fjernvarmenet i Varmeplan Danmark

Hvis der gennemføres en gennemsnitlig reduktion i rumvarme-behovet på 44 % samtidigt med at der gøres en særlig indsats for at sænke forbrugernes retur-temperatur og kravet til maksimal fremløbstemperatur vil dette kunne udmøntes i temperatursænkninger og til en vis grad i sparede investeringer i forbindelse med udskiftning af ledningsnettet, se Tabel 14. Nettabet falder i absolutte tal, men stiger i procent.

Ifølge Varmeplan Danmark spares der 6 mia. kr. i investeringer på fjernvarmenettet ved gennemførelse se af 44 %-besparelæsscenariet i forhold til. referencen. I Varmeplan Danmark er denne besparelse afhængig af hvilket af planens scenarier der er tale om. Her er der regnet med et gennemsnit af besparelsen i Varmeplan Danmarks scenario 1 og 2, hvilket vurderes at passe bedst på situationen i Aalborg. I scenario 1 tilkobles områder indenfor de eksisterende områder, hvor scenario 2 går ud og tager naboområder til fjernvarmeområder med. Samme besparelse er udregnet på tilsvarende måde for andre grader af reduktioner af nettovarme/rumvarme-behovet som vist i Tabel 15 herunder:

Mia. kr.	Scenario 1	Scenario 2	Besparelse	Aalborg
Basis	115	141	-	-
25%	112	135	4,5	200
50%	111	133	6,0	270
75%	105	124	13,5	600

Tabel 15: Investeringsbehov og besparelser i milliarder kr. for nye fjernvarmenet i Varmeplan Danmarks scenarier 1 og 2 overført til Aalborg kommune.

Besparelsesfaktoren blev beregnet således: $(1506+1629)/(28350+41150) = 3135/69500 = 4,5\%$

I Tabel 16 herunder er tallene overført på Aalborg:

Vurdering af Aalborg kommunes fjernvarmeforsyning (jf. Varmeplan Danmark)			
	Udgangspunkt år 2007	Reference-scenario	Scenario med 44% reduktion i nettovarmebehov og redimensionering af fjv-net
Salg an forbruger	1.506 GWh	1.506 GWh	
- ny bebyggelse (2050)	-	61 GWh	
- ny tilslutning i reference		185 GWh	
- industri	-	64 GWh	
Sum	1506 GWh	1816 GWh	1017 GWh
Nettab (fjv-system)	400 GWh	372 GWh	254 GWh
Nettab (sammenkobling)		10 GWh	10 GWh

Sum (Ab værk)	1.906 GWh	2.198 GWh	1.281 GWh
Temp: fremløb/retur	85/45 °C	80/40 °C	65/28 °C
Nettab*)	21 %	17 %	20 %

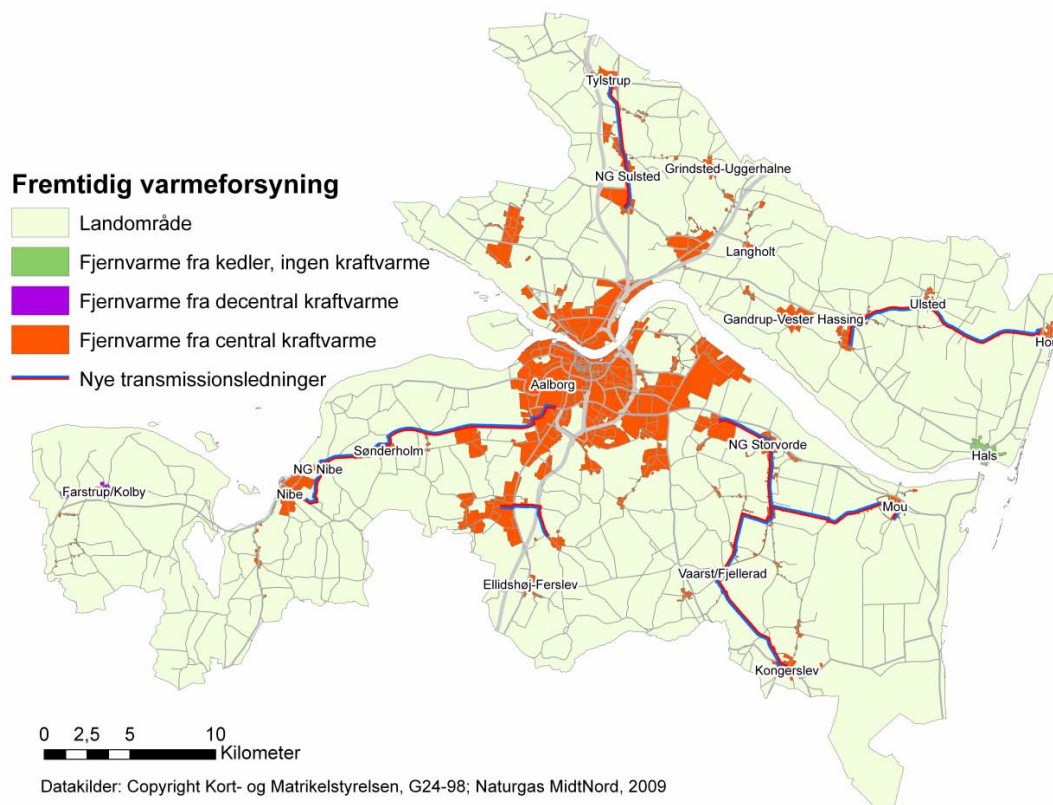
*) Øget nettab i transmissionsledninger til kommunens små selvstændige fjernvarmeområder er medtaget ved at tage udgangspunkt i Varmeplan Danmarks angivelser af procentvise nettab, når fjernvarme-områderne udvides.

Tabel 16: Vurdering af Aalborg kommunes fjernvarmeforsyning overført fra Varmeplan Danmark

Investeringen i det samlede fjernvarmenet inkl. omlægning til naturgas og inkl. allerede foretagne investeringer er vurderet ud fra Varmeplan Danmark, hvor et net med en samlet fjernvarmeproduktion på 47.195 GWh (før besparelser) er sat til en anskaffelsespris på 141 mia.kr. Prisen gælder for det, der i Varmeplan Danmark betegnes som scenario 2, hvor visse naturgasområder er omlagt til fjernvarme. Omsat til de 2.198 GWh svarer det til en ny-værdi på 6,6 mia.kr. Denne omkostning er indregnet med en levetid på 40 år og en d&v på 0,5 % svarende til årligt 33 mio.kr.

6.8 Ny infrastruktur til sammenkobling af fjernvarmenet

I projektet blev der uafhængigt af AKF's planer og undersøgelser på området vurderet mulighederne for at sammenkoble de fleste af kommunens fjernvarmenet med AKF's centrale net, inklusive omkostningerne for infrastruktur: transmissionsledninger, distributionsledninger og eventuelt nye bygningsinstallationer. Figur 5 viser de nye fjernvarmenet samt ledningskorridorerne. Alle mindre net kobles til det centrale net, bortset fra Hals og Farstrup-Kølby, som anses for at være for langt væk. Dermed øges fjernvarmepotentialet uden varmebesparelser med ca. 10 %, pga. mulige tilslutninger langs de nye ledninger.



Figur 5: Kort over de sammenkoblede fjernvarmenet i kommunen. Nye transmissionsledninger blev placeret således, at de forbinder eksisterende energianlæg med hinanden eller med midtpunktet af nye fjernvarmeområder ad den korteste vej langs det offentlige vejnet.

Længderne for rørledningerne blev bestemt på følgende vis. Først blev mulighederne for sammenkobling af det centrale net med de mindre fjernvarmenet samt naturgasområderne vurderet ud fra Forsyningsvirksomhedernes kort fremvist på temadagen (Forsyningsvirksomhederne, 2009). Dernæst blev der fremstillet et netværksdatasæt baseret på samtlige veje i TOP10DK (KMS, 2007). Ved hjælp af ArcGIS Network Analyst blev nu de korteste vejafstande mellem energianlæg beregnet ud fra tankegangen om at nye transmissionsledninger nemmest kan anlægges langs eksisterende kommunale veje. Energianlæggenes placering stammer fra Energistyrelsens Energidata (2006). Der hvor der forbindes til et naturgasområde, placeres tilknytningen (enden af transmissionsstrengen) midt i området. Network Analyst finder nu den korteste vejafstand, som fremgår af Tabel 17. Afstandene blev rundet af til nærmeste 100 m. Varmetransmissionseffekten stammer for fjernvarmeområdernes vedkommende fra Forsyningsvirksomhederne, mens det for naturgasområderne blev vurderet ud fra Varmeatlas.

Ved at bruge omkostningsdata fra Forsyningsvirksomhederne (AKF, 2009a) samt fra Varmeplan Danmark (Dyrelund m.fl., 2008) beregnes investeringsomkostningerne for de 13 nye fjernvarmetransmissionsledninger med funktionen

$$I = 87 * L * Q^{0,4128}$$

Hvor I = investeringen [Kr], L = længde [m] og Q = varmeforbrug [MWh]

Resultatet er som det fremgår af Tabel 17.

Fra / til	Længde [m]	Nettoeffekt [MJ/s]	Tab [%]	Varmelevering [GWh/år]	Bruttoeffekt [MJ/s]	Invest [Kr]
Gandrup - Ulsted	6.300	4,4	4,98	18	4,6	31.400.000
Ulsted - Hou	8.200	1,6	6,31	6	1,7	27.000.000
Vestbjerg - Sulsted (NG)	3.600	8,5	3,09	33	8,9	23.500.000
Sulsted (NG) - Tylstrup	4.800	3,6	3,93	14	3,7	21.900.000
Aalborg Syd - Sønderholm	11.700	15,1	8,76	59	17,4	100.600.000
Sønderholm - Nibe	7.300	13,4	5,68	52	14,3	57.900.000
Nibe - Bislev (NG)	6.200	1,7	4,91	6	1,8	20.900.000
Svenstrup - Ferslev	2.500	3,1	2,32	12	3,2	10.700.000
Klarup - Storvorde (NG)	3.900	16,6	3,30	76	21,9	36.900.000
Storv. (NG) - Gudumh. (NG)	3.900	10,8	3,30	46	15,4	31.900.000
Gudumh.(NG) - Gudum (NG)	4.500	6,0	3,72	24	6,5	25.700.000
Gudum (NG) - Vaarst	1.600	2,3	1,69	22	2,3	6.000.000
Gudumholm (NG) - Mou	8.400	2,9	6,45	11	3,1	35.400.000
Vaarst - Kongerslev	7.100	3,4	5,54	13	3,6	31.900.000
<i>sum:</i>	<i>80.000</i>	<i>93,5</i>		<i>393</i>	<i>108,4</i>	<i>461.700.000</i>

Tabel 17: Nye transmissionsledninger, deres længde, effekt, tab og investeringsomkostninger, uden varmebesparelser.

Varmebesparelser kan reducere omfanget at investeringer i nye fjernvarmeledninger, specielt i transmissionsledninger til de omkringliggende små fjernvarmenet. Tabel 18 indeholder ledningernes effekt, tab og investeringsomkostninger hvis varmeforbruget reduceres. Der er regnet med tal fra Varmeplan Danmarks bilagsrapport, kapitel 4 (Dyrelund m.fl., 2008), hvor der anslås en mulig reduktion af nettab ved overgang til frem/returløbstemperaturer på 65/28 grader på 10 % for redimensionerede nye net, og 5 % for redimensionerede eksisterende net. De samlede besparelser i investeringen i nye fjernvarmerør, som man kan opnå hvis man først isolerede bygninger og dernæst koblede dem til AKF's fjernvarmenet, udgør knap 84 millioner Kr. eller 18 % af anlægssummen.

Fra / til	Længde [m]	Netto-effekt [MJ/s]	Tab [%]	Varme-levering [GWh/år]	Brutto- effekt [MJ/s]	Investering [Kr]
Gandrup - Ulsted	6.300	2,8	4,92	9	3,0	26.100.000
Ulsted - Hou	8.200	1,1	6,25	3	1,1	22.900.000
Vestbjerg - Sulsted (NG)	3.600	5,3	3,03	17	5,5	19.300.000
Sulsted (NG) - Tylstrup	4.800	2,3	3,87	7	2,4	18.200.000
Aalborg Syd - Sønderholm	11.700	9,7	8,70	31	10,5	81.800.000
Sønderholm - Nibe	7.300	8,5	5,62	27	9,0	47.900.000
Nibe - Bislev (NG)	6.200	0,9	4,85	3	1,0	16.400.000
Svenstrup - Ferslev	2.500	1,9	2,26	6	2,0	8.800.000
Klarup - Storvorde (NG)	3.900	11,8	3,24	38	12,1	28.900.000
Storv.e (NG) - Gudumh. (NG)	3.900	7,3	3,24	23	7,5	23.800.000
Gudumh. (NG) - Gudum (NG)	4.500	3,8	3,66	12	4,0	21.000.000
Gudum (NG) - Vaarst	1.600	3,5	1,63	11	3,6	7.200.000
Gudumholm (NG) - Mou	8.400	1,9	6,39	6	2,0	29.600.000
Vaarst - Kongerslev	7.100	2,1	5,48	7	2,2	26.100.000
<i>sum:</i>	<i>80.000</i>	<i>63,0</i>		<i>202</i>	<i>65,9</i>	<i>378.000.000</i>

Tabel 18: Samme som Tabel 17, men med varmebesparelser på 44 %.

De her beregnede omkostninger til transmissionsledninger er en del højere end de af AKF leverede tal (AKF, 2009b), som gør de samlede investeringer op til 303,432 mio. kr. for dimensioneringen efter varmeeffektbehovet i år 2029, som helt leveres af det centrale kraftvarmesystem, og hvor ovennævnte 44% besparelser ikke er gennemført. AKF mener heller ikke, at der kan opnås besparelser i transmissionsnettet ved først at gennemføre varmebesparelser i bygningsmassen i de områder, der skal nås med de nye ledninger.

Sammenfattende bliver omkostningerne for udvidelse af fjernvarmenettet 248 mio. kr. for nye distributionsnet og eksisterende fjernvarmeområders fortætning, plus 232 mio. kr. for udvidelser af transmissionsnettet; i alt 480 mio. kr., hvis nettoopvarmningsbehovet reduceres med 44%. Hvis der ikke gennemføres varmebesparelser, så koster nye distributionsnet og fortætningen 388 mio. kr., plus 303 mio. kr. til nye transmissionsledninger, i alt 691 mio. kr.

Referencer

AKF, 2009a: " Masterplan – Aalborg Kommune Fjernvarmeforsyningen". Bidrag fra Forsyningsvirksomhederne til Temadag om Aalborg kommunes varmeplan, 4. juni 2009.

AKF, 2009b: Notat nr. 152, Energiplan for Aalborg kommune - Fjernvarmeforsyningens bemærkninger til Energivision for Aalborg Kommune. Fjernvarmeforsyningen, november 2009.

Dyrelund, A, Lund, H, Möller, B, Mathiesen, BV, Fafner, K, Knudsen, S, Lykkemark, B, Ulbjerg, F, Laustsen, TH, Larsen, JM & Holm, P 2008: Varmeplan Danmark, Aalborg Universitet.

Möller, B 2008: 'A heat atlas for demand and supply management in Denmark', Management of Environmental Quality, vol. 19, nr. 4, s. 467-479.

Möller, B, Lund H, 2010: ' Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system. Applied Energy, in print.

Naturgas Midtnord: Geodata for områdeafgrænsning i naturgas- og fjernvarmeforsynede områder. Brugt med tilladelse. Status maj 2009.

Planenergi, 2009: Energibalance Aalborg Kommune.

Wittchen, K, B, 2009: Potentielle energibesparelser i det eksisterende byggeri. Statens Byggeforskningsinstitut, Aalborg Universitet. SBI 2009:05

7. Geotermi i Aalborg Kommune

Poul Alberg Østergaard

Aalborg er placeret ovenpå en række geologiske formationer hvoraf specielt Gassum, Haldager og Frederikshavn formationerne er interessante med hensyn til potentiale for geotermi. De tre ligger i en dybde af 900-2000 meter, og der anses for værende efter danske forhold exceptionelt gode geotermiske ressourcer i Aalborg¹. Temperaturerne ligger mellem 30°C og 58°C. I alt anslås den samlede ressource under byen at have en størrelse på ca. 1700 PJ svarende til 273 års fjernvarmeforbrug med det eksisterende fjernvarmeforbrug i AKF området på 6228 TJ i 2007.

Det største potentiale og højeste temperatur findes i den dybeste formation, hvilket selvfølgelig gør, at det er en økonomisk afvejning, om den ekstra temperatur opvejes af de ekstra boreomkostninger samt drift og vedligeholdelsesomkostninger

I Frederikshavn har DONG analyseret mulighederne for at udnytte geotermi i kombination med en absorptionsvarmepumpe, og der er set på et anlæg med et termisk optag fra undergrunden på 8,7 MW og et dampforbrug (160°C) på 13,3 MW. Et sådant anlæg vil kunne give ca. 22 MW ved en fjernvarmefremløbstemperatur på 73°C. Anlægget har således en Coefficient of Performance (COP) på 1,65, målt som forholdet mellem dampforbrug samt fjernvarmeproduktion. Dette er beregnet ud fra en geotermisk vandtemperatur på 49°C².

Anvendes den høje temperatur på 58°C i Aalborg, kan den geotermiske ressource næsten anvendes direkte i et fjernvarmesystem baseret på lavtemperaturfjernvarme ved f.eks. 65°C. Efter varmevekslertab skal temperaturen så hæves ca. 10°C for at opnå en tilfredsstillende fremløbstemperatur. Det skal dog bemærkes, at ved direkte anvendelse af vandet, sker der ikke så stor en afkøling af vandet men kun ned til fjernvarmereturtemperaturen på 40° (ned til 28°C ved lavtemperaturfjernvarme)³. Med en absorptionsvarmepumpe køles vandet til måske 5°C hvilket vil sige, at vandet udnyttes dobbelt så godt.⁴ Omvendt vil vandflowet altså dermed skulle fordobles uden absorptionsvarmepumpe til at nå den samme effekt og derved forøget elforbruget til pumper tilsvarende. Med et elforbrug i Thisted på 70 kWh/MWh svarende til ca. 70 kWh per 500 kWh geotermisk effekt, vil det give ca. 70 kWh per 250 kWh geotermisk effekt ved den halve afkøling svarende til et elforbrug på mere end en fjerdedel af varmeproduktionen. Dette forbrug betyder, at systemet kan opfattes som en varmepumpe med en COP på 3.5.

¹ Geotermi i Danmark: Geologi og ressourcer; Kai Sørensen, Lars Henrik Nielsen, Anders Mathiesen og Niels Springer, GEUS 1998

² Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

³ Lars Odgaard, møde 2. November 2009

⁴ Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

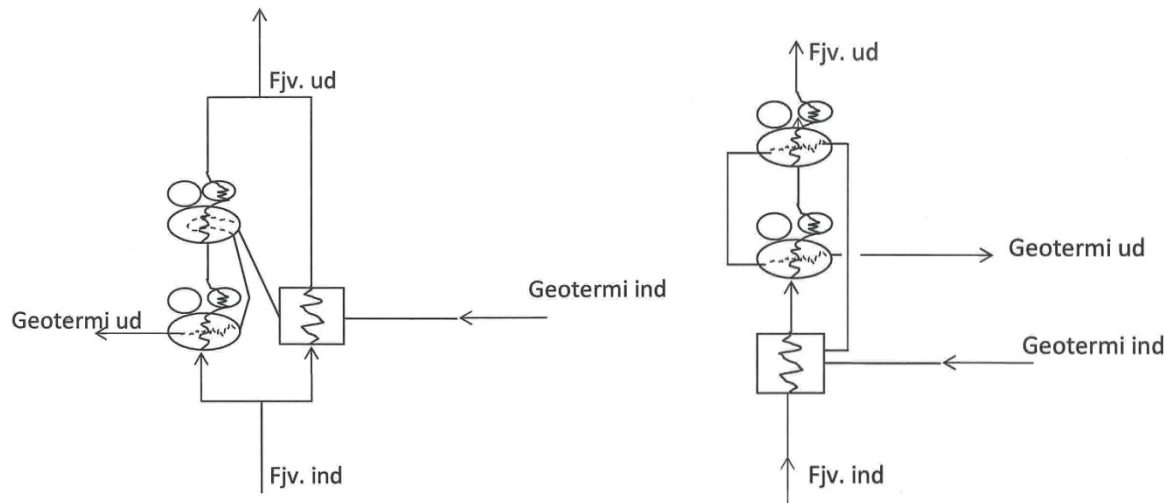
Dertil kommer naturligvis, at der skal afsættes brændsel til en kedel til yderligere at hæve temperaturen til den krævede fjernvarmefremløbstemperatur. Ydermere holder boringerne ikke så længe grundet det større vandflow krævet til opvarmning, hvorved udtags- og reinjektionspunkterne skal flyttes oftere. Af disse grunde er det valgt ikke at se på direkte geotermi. I stedet er der set på geotermi i kombination med absorptionsvarmepumper.

I forbindelse med et forskningsprojekt om Frederikshavn som VE-By er der i samarbejde med Brix & Kamp blevet udarbejdet en beregningsmodel, der på baggrund af primært fjernvarmetemperatur, dybde af boring samt geotermiressourcens temperatur ud fra fire forskellige systemer af geotermianlæg kan identificere det optimale system samt dette systems hovedparametre samt økonomi.

For systemet i Aalborg er to systemet identificeret som optimale ved fjernvarmefremløbs- og tilbageløbstemperaturer på hhv. $65^{\circ}\text{C} / 28^{\circ}\text{C}$ og $80^{\circ}\text{C} / 40^{\circ}\text{C}$. De to sæt temperaturniveauer svarer til hhv. Energivisionen og til følsomhedsanalysen uden varmebesparelser. De to systemer er:

- To absorptionsvarmepumpe i serie på absorbersiden og koblet parallelt med direkte veksling på fjernvarmesiden (betegnet System 2)
- Direkte veksling og to absorptionsvarmepumpe koblet i serie på absorbere på fjernvarmesiden (betegnet System 4)

De to systemer er vist herunder (hhv. System 2 og System 4)



Tilsvarende er der til brug for følsomhedsanalyser identificeret optimale systemer ved temperaturniveauerne $70/30^{\circ}\text{C}$ og $55/20^{\circ}$.

Hovedtal for de forskellige anlæg er vist i tabellen.

Fjernvarme-temperaturer	System	Fjernvarme-effekt	COP	Investering	D&V	Drivenergi i form af damp	Enheder
[°C]		[MW]		[Mio kr]	[% af inv]	[MW]	[Antal]
28/65	System 2	84,3	2,34	348	0,7	36,0	4
80/40	System 4	79,1	2,13	415	0,7	37,2	5
70/30	System 4	96	2,56	482	0,7	37,4	6
55/20	System 2	96	2,47	355	0,7	38,9	4

Det bemærkes, at COP-værdien ikke nødvendigvis følger temperaturniveauerne. Det skyldes, at de forskellige systemer har forskellige omkostningsprofiler og at valget af optimale system er foretaget ud fra en kWh pris.

I praksis er der ingen begrænsning på udnyttelsen af den geotermiske ressource, dog kan det eventuelt være nødvendigt at flytte udtagspunktet, hvis temperaturen falder. Der er derfor heller ingen hindring for at duplikere anlægget. En standardboring har en diameter på 9 3/8 tommer (godt 238 mm) og med et forholdsvist fast maksimalt vandflow, kan en enkelt boring levere den varme der skal til at producere 10-20 MW på absorptionsvarmepumpeanlægget. Hvis der skal leveres mere varme, skal der derfor anvendes flere boringer, og da boringer udgør den største omkostning er der ikke nævneværdige stordriftsfordele. I dimensioneringen af anlægget til Aalborg indgår der således 4-5 systemer, hvoraf boring udgør 224 til 280 millioner kr.

En stor omkostning udgøres af en koncessionsafgift til DONG på 65 kr/MWh, som har koncessionsretten til bl.a. Aalborgs undergrund.⁵ Afgiften på 65 kr/MWh udvundet svarer til en omkostning på ca. det halve per produceret enhed fra absorptionsvarmepumpen – altså 32 kr/MWh.

I analyserne medregnes koncessionsafgiften til DONG ikke i de samfundsøkonomiske beregninger.

Absorptionsvarmepumper har som nævnt brug for drivenergi i form af damp. Denne kan fås fra kedler med forskellige lavkvalitetsbrændsler. I analyserne her opnås dampudtaget fra et affaldsforbrændingsanlæg. Derved sænkes elproduktionen og den direkte varmeproduktion. Virkningsgraderne på anlægget afhænger således af anvendelsen af geotermi og modelleres som:

- Direkte fjernvarme ved fuldt dampudtag til geotermi 19%
- Elproduktion ved fuldt dampudtag til geotermi 9 %
- Dampproduktion ved fuldt dampudtag til geotermi 63%

Ved mindre anvendelse af geotermi – og dermed mindre udtag af damp til geotermi, anvendes følgende virkningsgrader for affaldsforbrændingsanlægget, der er bestemt lineært mellem de to yderpunkter hhv. fuldt dampudtag og intet dampudtag.

⁵ Hans Christensen, Brix & Kamp Thisted A/S

Indførsel af geotermi	Elvirkningsgrad	Varmevirkningsgrad	Dampvirkningsgrad
[%]	[%]	[%]	[%]
0	25	76	0
25	23	62	16
50	22	48	32
75	21	33	48
100	19	19	63

Det bemærkes, at den totale virkningsgrad kan overstige 100%, da det regnes med røggaskondensering.

Disse virkningsgrader er kun gældende ved fjernvarmefremløbstemperatur på 65°C og retur på 28°C. Ved andre temperaturforhold gælder andre virkningsgrader. Disse er beskrevet under analyserne af de forskellige grader af varmebesparelser.

Geotermi er primært interessant, hvis en eller flere af de eksisterende varmeproducenter falder bort. Her kan det nævnes, at Aalborg Portland har en gennemsnitsindfødnings på 55 MW og RenoNord 42 MW. I den fremtidige situation med reduceret varmetab i bygninger, falder det gennemsnitlige varmebehov af værket i Aalborg-nettet til knap 90 MW med et maksimum på 180 MW.

8. Biogas, forgasning og affaldsforbrænding i Aalborg Kommune

Poul Alberg Østergaard

Der er som beskrevet i Kapitel 2 6200 PJ eller 1720 GWh biobrændsel til rådighed, men det skal i nogen udstrækning konverteres, før det kan anvendes.

Biogaspotential (390 GWh/1400TJ) svarer rimeligt til det resulterende brændselsbehov i transportsektoren (dvs. energibehovet ud over el). Det vil sige, at der i energiplanen skal etableres biogasanlæg.

Brændselsmængden til affaldsforbrænding og industri antages at kunne anvendes ubehandlet idet hovedparten (944 GWh/3400 TJ) er i form af halm eller træ, og kun en mindre fraktion på 390 GWh/1400 TJ er i form af husholdningsaffald. Dvs., at industri kan anvende biomasse og al affald samt en del af biomassen kan anvendes på affaldsforbrændingsanlægget.

En resterende mængde på 350GWh skal anvendes på et højeffektivt kraftvarmeværk, der fordrer et brændsel af en større renhed end biomasse eller affald umiddelbart kan levere. Brændslet skal derfor forgasses.

Anvendelse	Mængde [TJ]	Mængde [GWh]
Industri	1700	470
Transport	1440	400
Affaldsforbrænding	1800	500
Rest	1260	350
I alt	6200	1720

Biogasanlæg til en årlig produktion på 400 GWh har jf. data fra IDA's Klimaplan en omkostning på ca. 550 millioner kr. Der er her taget udgangspunkt i en omkostning på 70 millioner kr til et anlæg til en daglig produktion på 500 GJ.

Dertil kommer drift, vedligeholdelse og transport af gylle på 40 kr/GJ hvilket alt i alt giver en årlig drift og vedligeholdelse på 10% af investeringsomkostningen. Det skal bemærkes, at en del af omkostningen til transport er i form af brændsel, men det vurderes ikke at der er tale om en tilstrækkelig mængde til at det indvirker på planens samlede energiforbrug til transport nævneværdigt. Det er derfor alene medtaget i form af en økonomisk omkostning.

Biogasanlæg har et el og varmemeforbrug der ofte dækkes af biogasmotorer eller kedler på selve anlægget, men med henblik på en større systemfleksibilitet omfattes dette energiforbrug i stedet af de samlede el og fjernvarmeforbrug.

El forbruget forudsættes at være ca. 2,3% eller 9 GWh årligt og varme forbruget ca. 20% eller 80 GWh årligt. Levetiden for biogasanlægget er sat til 20 år i de økonomiske analyser.

Brændselsmængden til kraftvarmeværket på 350 GWh svarer til en gennemsnitlig indfyret effekt på 40 MW. Ifølge Teknologikataloget⁶ koster et biomasseforgasningsanlæg 1-3,5 M€ per MW. Her anvendes en omkostning på 15 millioner kr per MW eller en samlet investeringsomkostning på 600 millioner kr til et anlæg på 40MW. Drift og vedligeholdelse angives til 180000 €/MW/år + 18€ / MWh. Det svarer til en årlig samlet drift og vedligeholdelsesomkostning på lige over 100 millioner kr per år eller knap 17% af investeringssummen.

Anvendes ekstra biomasse til transport – 208 GWh – øges investeringssummen på biomasseforgasningsanlægget til 955 millioner kr.

Der er i disse analyser ikke medregnet energiforbrug i forgasningsprocessen.

Levetiden for forgasningsanlægget sættes til 20 år i de økonomiske analyser.

For affaldsforbrændingsanlægget tages udgangspunkt i Teknologikatalogets omkostning på 10 M€/MW_e, hvilket ved en anlægsstørrelse på 16 MW_e giver en investering på 1050 millioner kr. Faste drift og vedligeholdelsesomkostninger opgives til 140000 €/(MW_e·år) eller 16,8 millioner kr/år. Variable er 22 €/MWh eller 20,6 millioner kr hvis anlægget producerer el konstant. I praksis bortledes en variende mængde damp til geotermianlægget, men det vurderes ikke at påvirke de variable driftsomkostninger. I alt udgør fast og variabel D&V 34,6 millioner kr/år for anlægget eller 3,3% af investeringsomkostningen.

Levetiden for affaldsforbrændingsanlægget sættes til 20 år jvf. Teknologikataloget.

Ved 44% varmebesparelser anvendes en lavere fremløbstemperatur fra Reno Nord. Den modificerede elvirkningsgrad ved lavere fremløbstemperatur er beregnet ud fra en dampetemperatur på 400°C samt forholdsmæssigt ud fra carnotfaktorerne ved de respektive temperaturer. Den termiske virkningsgrad er bibeholdt svarende til en lettere forøget totalvirkningsgrad. Elvirkningsgraden ved varmebesparelser modelleres til 25% og varmevirkningsgraden dermed 76%

Det skal bemærkes, at elvirkningsgraderne er efter fradrag af forbrændingsanlæggets eget forbrug, hvilket giver en reduktion på ca. 3 procentpoint.

Ved 22% og 66% varmebesparelser – og derved ændrede fremløbs- og returløbstemperaturer – anvendes virkningsgrader som i kapitlet *Omkostninger ved det fremtidige forsyningssystem*.

Ved anvendelse af geotermi (Se Kapitel 6) regnes med en fast dampvirkningsgrad på 63% svarende til anlægget i Frederikshavn. Elvirkningsgraderne ved de forskellige fjernvarmefremløbstemperaturer mindskes grundet dampudtaget, og her tages udgangspunkt i de tilsvarende tal for Frederikshavn.

⁶ Energistyrelsens *Technology Data for Energy Plants*.

Varmevirkningsgraden er dog en del højere, da anlægget modelleres med røggaskondensering, hvorved totalvirkningsgraden overstiger 100%.

9. Brændsels- og varmemeforbrug i industri og husstande

Poul Alberg Østergaard & Henrik Lund

I Aalborg Kommune findes en række fjernvarmenet, som med henblik på modellering er inddelt i tre grupper ud fra teknologi og geografi. Som udgangspunkt er fordelingen som beskrevet herunder

1. *Fjernvarmesystemer uden kraftvarme – dvs. baseret på kedelanlæg*
Hals og Ulsted
2. *Fjernvarmesystemer baseret på decentrale kraftvarmeværker*
Langholt, Grindsted-Uggerhalne, Tylstrup, Sønderholm, Vaarst-Fjellerad, Ellidshøj-Ferslev, Hou, Mou, Kongerslev, Farstrup-Kølby, Nibe samt gårdbiogasanlæg (Langholt og Grindsted-Uggerhalne er allerede nu (2009) koblet til det centrale net i Gruppe 3, men er det ikke i det udgangspunkt for analyserne, som er leveret af Aalborg Kommune)
3. *Det sammenkoblede fjernvarmenet i Aalborg og omkringliggende områder*
Aalborg (herunder Svenstrup, Frejlev, ..) og det tidligere separate system i Gandrup-Vester Hassing.

Ved sammenkobling af fjernvarmenettet, som indeholdt i Energivisionen, omlægges alle nævnte byer i de tre grupper til Gruppe 3 med undtagelse af nettene i Farstrup/Kølby samt Hals, hvor det bedømmes, at afstanden til det centrale net er for stor. Dette er beskrevet mere detaljeret i afsnittet *Analyser af varmebehovets geografi, potentielle varmebesparelser og udvidelser af fjernvarmedækningen* i denne rapport.

Der er taget udgangspunkt i det nuværende fjernvarmebehov år 2007, som er opgjort til 1906 GWh/år, hvoraf nettabet udgør 400 GWh svarende til 21 procent. I år 2050 i et fremtidigt system efter tilkobling af ny bebyggelse forventes dette at stige til i alt 1967 GWh/år, hvoraf nettabet udgør 21% svarende til 413 GWh/år.⁷

Hertil kommer konvertering til fjernvarme fra individuelle olie-, naturgas- og biomassekedler og elvarme samt konvertering af industri. Iflg. afsnittet *Analyser af varmebehovets geografi, potentielle varmebesparelser og udvidelser af fjernvarmedækningen* er der et potentiale for udvidelse af fjernvarmen i Aalborg kommune på 212 GWh (nettovarmebehov), hvis samtlige bygninger indenfor det eksisterende område med fjernvarme tilkobles. Hertil kommer et potentiale for konvertering af naturgas svarende til yderligere 49 GWh (nettovarmebehov), altså i alt 261 GWh (nettovarmebehov). Dette varmebehov omfatter imidlertid såvel individuelle forbrugere som industri. Jf. analyser af

⁷ Baseret på PlanEnergi's energibalance.

individuelle bygninger, kan potentialet her opgøres til 185 GWh (nettovarmebehov). De resterende 76 GWh henføres til industri, hvoraf de 64 GWh regnes omlagt til fjernvarme. med en brændselsbesparelse til følge på 80 GWh. Der regnes således med at omlægge et nettovarmebehov på i alt $64+185 = 249$ GWh ud af potentialet på 261 GWh.

De individuelle boliger henføres proportionalt til Gruppe 2 og 3 (se ovenfor) med et varmekonsum ab værk på i alt 235 GWh. Industrien henføres til Gruppe 3 med et ab værk på 80 GWh.

I et fremtidigt energisystem i Aalborg kommune, hvor nettovarmebehovet er reduceret med 44% vil en sådan besparelse kunne omsættes til fordele i form af temperatursænkninger i fjernvarmenettet og/eller besparelser på investeringer i fjernvarmerør ved renoveringer. Omfanget af disse besparelser er vurderet i varmeplan Danmark for det samlede danske fjernvarmesystem. Her er denne vurdering overført til Aalborg kommune på følgende måde:

Iflg. Varmeplan Danmark bilag 4 havde Danmark i 2006 et fjervarmesalg på 28.350 GWh/år, et nettab på 7.419 GWh/år (svarende til 21%) og en samlet fjernvarmeproduktion på 35.769 GWh/år.

Som udgangspunkt (reference) vil der blive foretaget en løbende udskiftning af fjernvarmenettet herunder reduktion af fjernvarmetabet samt yderligere tilslutninger. Herved vil varmetabet fjernvarmenettet blive reduceret til 16%, som det fremgår af nedenstående tabel. I varmeplan Danmark er ny-værdien af det samlede fjernvarmeledningsnet opgjort til 108 mia. kr, hvoraf der forventes renoveringer/udskiftninger for i alt 35 mia. kr i perioden.

Vurdering af hele Danmarks fjernvarmeforsyning jf. Varmeplan Danmark			
	Udgangspunkt år 2006	Referencescenario	Scenario med 50% rumvarme- reduktion og redimensionering af fjernvarmenet
Salg an forbrugere	28.350 GWh	35.150 GWh	20.590 GWh
Nettab	7.419 GWh	6.647 GWh	4.756 GWh
Sum (Ab værk)	35.769 GWh	41.797 GWh	25.346 GWh
Temp: frem/retur	85/45°C	80/40°C	65/28°C
Nettab i %	21 %	16 %	19 %

Hvis der gennemføres en gennemsnitlig reduktion i rumvarmebehovet på 50% samtidigt med at der gøres en særlig indsats for at sænke forbrugernes retur-temperatur og kravet til maksimal fremløbstemperatur vil dette kunne udmøntes i temperatursænkninger og til en vis grad i sparede investeringer i forbindelse med udskiftning af ledningsnettet (Se tabellen). Nettabet falder i absolutte tal, men stiger i procent.

Iflg. Varmeplan Danmark spares der 6 mia. kr i investeringer på fjernvarmenettet ved gennemførelse af 50% besparelsscenarioet ift. referencen. I varmeplan Danmark er denne besparelse afhængig af hvilket af planens scenarier der er tale om. Her er der regnet med et gennemsnit af besparelsen i Varmeplan Danmarks scenario 1 og 2, hvilket vurderes at passe bedst på situationen i Aalborg.

Samme besparelse er udregnet på tilsvarende måde for andre grader af reduktioner af nettovarme-/rumvarmebehovet som vist i tabellen herunder:

Varmerbesparelse	Varmeplan DK	Varmeplan DK	Varmeplan DK	Aalborg
	Scenario 1	Scenario 2	Besparelse	
[%]	[Mia DKK]	[Mia DKK]	[Mia DKK]	[Mio DKK]
0	115	141	-	-
25	112	135	4,5	200
50	111	133	6,0	270
75	105	124	13,5	600

I kolonnen for Aalborg er der taget udgangspunkt i at Aalborg Kommune udgør 4,5% af fjernvarmeforsyningen i Danmark.⁸

I tabellen herunder er forbrugs- og produktionstallene overført på Aalborg:

Vurdering af Aalborg kommunes fjernvarmeforsyning (jf. Varmeplan Danmark)			
	Udgangspunkt	Referencescenario	Scenario med 44% reduktion i nettovarmebehov og redimensionering af fjernvarmenet
	år 2007		
Salg an forbruger	1.506 GWh	1.506 GWh	
- ny bebyggelse (2050)	-	61 GWh	
- ny tilslutning	-	185 GWh	
- industri		64 GWh	
Sum	1506 GWh	1816 GWh	1017 GWh
Nettab (fjv-system)	400 GWh	372 GWh	254 GWh
Nettab (sammenkobling)		10 GWh	10 GWh
Sum (Ab værk)	1.906 GWh	2.198 GWh	1.281 GWh
Temp: fremløb/retur	85/45°C	80/40°C	65/28°C
Nettab *)	21 %	17 %	20 %

*) Øget nettab i transmissionsledninger til kommunens små selvstændige fjernvarmeområder er medtaget ved at tage udgangspunkt i varmeplan Danmarks angivelser af procentvise nettab, når fjernvarmeområderne udvides.

Investeringen i det samlede fjernvarmenet inkl. omlægning til naturgas og inkl. allerede foretagne investeringer er vurderet ud fra Varmeplan Danmark, hvor et net med en samlet fjernvarmeproduktion på 47195 GWh (før besparelser) er sat til en anskaffelsespris på 141 mia.kr. Prisen gælder for det, der i Varmeplan Danmark betegnes som scenario 2, hvor visse

⁸ Faktor : $(1506+1629)/(28350+41150) = 3135/69500 = 4,5\%$

naturgasområder er omlagt til fjernvarme. Omsat til Aalborgs fjernvarmeproduktion på 2198 GWh svarer det til en ny-værdi på 6,6 mia. kr. Denne omkostning er indregnet med en levetid på 40 år og en drift og vedligeholdelsesomkostning på 1,5 %⁹ svarende til årligt 33 mio.kr.

Alt i alt bliver varmemeforbruget som anført i tabellen herunder, der viser brændsel og varmemeforbrug i huse og industri samt geografisk opdeling i områder. Konverteringen er fastlagt ud fra tabel 5b i afsnittet *Analyser af varmebehovets geografi, potentielle varmebesparelser og udvidelser af fjernvarmedækningen* koblet med de aktuelle forbrugstal fra Planenergis forbrugsopgørelse. I tabellen betyder "av" ab værk og "af" an forbruger.

Kobles nettet ikke sammen, henføres et varmemeforbrug på 91% af (totalen minus koblingstab samt industri) plus industriens 80 GWh, der antages placeret i storbyområdet – i alt 1164 GWh til Gruppe 3. Resten – 107 GWh placeres i Gruppe 2.

Det bemærkes, at ved en omlægning af industriens brændselsforbrug introduceres som beskrevet andetsteds et ekstra elforbrug på 117 GWh.

I analysen af sammenkoblingen med det centrale net, bibeholdes som nævnt Farstrup/Kølby (5,2/2,3 GWh før/efter varmebesparelser) samt Hals (26.6/14.4 GWh før/efter varmebesparelser) som separate anlæg. Dog henføres de begge til Gruppe 2 og forsynes ved varme fra varmepumper med et samlet varmemeforbrug på 31.8 GWh eller ca. 17 GWh efter varmebesparelser. En samlet varmepumpekapacitet på 4 MW_{th} svarer til den årlige maksimalbelastning efter varmebesparelser.

⁹ Bjarne Holm, 26. November 2009

	2007	2050			
	Brutto [GWh]	Forbrugsudviklin g jf. PlanEnergi (Brutto/netto) [GWh]	Konvertering til fjernvarme (Brutto/netto) [GWh]	Ny levering excl besparelser & excl nyt fjernvarmenettab [GWh]	Efter besparelser & nyt fjernvarmenettab og kobling af net [GWh]
Gruppe 1	37,7 av	37,7 av /	-	37,7 av	
Gruppe 2	137,6 av	119,7 av /	+ 14,5 av	134,2 av	17 av
Gruppe 3	1730 av	1809,4 av /	+ 220 av	2029 av	1264 av
Industri	-	-	80/64	80 av / 64 af	
Koblingsnettab				10 av	
- Fjernv total	1906 av	1967 av /		2290 av	1281 av
Individuel Olie	103,6	103,6 / 77,7	43,9 / 33	59,6 / 44,7	0
Individuel NG	51,9	51,9 / 41,5	36,3 / 29	15,6 / 12,5	0
Individuel Bio	311,9	311,9 / 218,3	168 / 117,6	144 / 101	0
Individuel el	5,3	5,3 / 5,3	1,8 / 1,8	3,5 / 3,5	0
Individuel VP	3	3 / 9	1,5 / 4,5	1,5 / 4,5	94 netto
- Indiv. boliger	475,7	475,7 / 351,8	251,3 / 185	224,2 / 167	94 netto
Industri Olie	527,5	527,5 /			
Industri NG	328,2	328,2 /			
Industri Kul	109,7	109,7 /			
Industri fossil	965,4	965,4 /			
Indu - Biomasse					470
Indu - forøget el					117

Til det centrale system tillægges det resterende fra Gruppe 1 og 2, yderligere koblingsnettab, industriel omlægning og anden omlægning.

Bibeholdes Gruppe 1 og Gruppe 2 separate fra Gruppe 3 – og uden varmebesparelser eller omlægningen til fjernvarme, omlægges forbruget til varmepumper som modelleres i Gruppe 2 med et samlet forbrug på 37,7+119,7 GWh = 157,4 GWh med en maximal årlig effekt på 36 MW.

Boliger der ikke er forsynet med fjernvarme omlægges i videst muligt omfang til fjernvarme (som beskrevet før), og de resterende omlægges til varmepumper med en produktion før varmebesparelser på 167 GWh eller 94 GWh efter varmbesparelser. De modellerede varmepumper har en COP på 3.

Der er individuelle solfangere i referencen med en årlig produktion på 2 TJ eller 0,555 GWh. Efter omlægninger modelleres de som tilhørende huse med varmepumper.

10. Industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, vindkraft, kedler mm

Poul Alberg Østergaard

I Aalborg Kommune findes en række produktionsanlæg for el og varme omfattende industriel kraftvarme, Nordjyllandsværket, rensningsanlæg og kedelanlæg. Affaldsforbrænding og individuelle varmepumper samt flere af de kommende forsyningsteknologier er beskrevet andre steder i denne baggrundsrapport.

Opgørelsen af fjernvarmeforbrug i Aalborg Kommune indbefattet alle producenter til de respektive fjernvarmenet herunder produktion spidslastkedler og industrielle kraftvarmeanlæg. Fordelingen mellem de enkelte produktionsanlægstyper anvendes dog ikke i modelleringen, da det er modelleringsredskabet for systemanalyserne – EnergyPLAN - der fastlægger driften. Dog specificeres industriel kraftvarme exogent som følger:

- Aalborg Portland indgår med en varmeproduktion til Gruppe 3, hvorimod brændsels- og elforbruget ikke indgår direkte (jvf. håndteringen af industriens energiforbrug)
- Renseanlæg Vest indgår med en varmeproduktion til Gruppe 3 samt en elproduktion.

Mindre spidslastkedler og reservekedler med et årligt forbrug på 30 TJ / 8.3 GWh olie, biogas og naturgas modelleres således som et forbrug der dækkes andet steds fra i systemet. De 30 TJ kan sammenholdes med et brændselsforbrug på 151 TJ / 41.9 GWh på kedler i Ulsted/Hals områderne.

EnergyPLAN, der anvendes til systemanalyserne opererer på et forholdsvist aggregeret niveau med f.eks. kun et kedelanlæg i Gruppe 1, og kun et decentralt kraftvarmeverk og én kedel i Gruppe 2. Derfor skal disse anlæg angives som gennemsnitlige anlæg for den population der er af anlæg.

Virkningsgraderne for de decentrale kraftvarmeverker (Gruppe 2), samt for kedler i Gruppe 1 og 2, er derfor fastlagt som et vejet gennemsnit af de enkelte anlæg ud fra data fra PlanEnergy's opgørelse. Tallene er vejet efter de enkeltes produktion af hhv. el og/eller varme. Disse tal, som vises i tabellen herunder, anvendes alene til referenceberegninger.

	Gruppe 1:	Gruppe 2:
	Kedelanlæg	Decentrale kraftvarmeverker
Elvirkningsgrad [%]	-	34,6
Varmevirkningsgrad [%]	76,9	54,8

Installeret effekt på decentrale kraftvarmeverker er taget fra Energistyrelsens producenttælling – i alt 21,6 MW_e i referencesituationen i 2007. Anvendelsen af brændsler på disse anlæg følger i referencen fordelingen fra energibalancen for år 2007 – e.g. et naturgas/biobrændselsforbrug på decentrale kraftvarmeheder i forholdet 604 TJ / 126 TJ.

Nordjyllandsværket har ved kondensdrift en elvirkningsgrad på 47%. Ved fuld varmelast har anlægget en varmeproduktion på 422 MJ/s, en C_v -værdi på 0.14 og en totalvirkningsgrad på 90%. Med en klemeffekt på 410 MW og et egetforbrug på 30MW giver det virkningsgrader på hhv. 39% og 51%. Den maksimale elproduktion ved maksimal varme er 323 MW efter fradrag for egetforbrug.¹⁰

I 2050 alternativet anvendes et brændselscelleanlæg med virkningsgrader på 54% el og 36% varme.

Investeringsomkostningen sættes til 6 MDKK/MW, og de årlige faste omkostninger sættes til 10% svarende til 20 DKK/MWh.

Ulsted har et fjernvarmenettilkoblet solfangeranlæg med en årlig solvarmeproduktion på 9 TJ / 2.5 GWh

Varmelagre er som udgangspunkt sat til otte timers gennemsnitsproduktion på anlæggene i de respektive grupper i 2007.

Vindkraft er modelleret ud fra Energistyrelsens stamregister, der angiver i alt 111,414 MW i Aalborg Kommune i 2007. For 2050 referencen anvendes en effekt på 300 MW hvilket er den proportionale værdi ud fra produktion i 2007 og 2050 referencen jvf. Energibalancen fra PlanEnergi.

Det har dog af modeltekniske grunde været nødvendigt at modellere end mindre vindmøllebestand, for at afstemme dem med den angivne vindproduktion i energibalancen. Det gælder for både Energivisionen og følsomhedsanalyserne.

Ud over absorptionsvarmepumper til det centrale fjernvarmenet, modelleres også kompressionsvarmepumper. I Stockholm har et tilsvarende kompressionsvarmepumpeanlæg en COP på 2.9 ved en ressourcestemperatur på 2° og en fjernvarmefremløbstemperatur på 80°C, svarende til 3.0 ved en marginalt varmere ressourcestemperatur på 5°C. Ved varmebesparelser kan varmefremløbstemperaturen sænkes til 65°C, og der anvendes en COP på 3.6 bestemt ved proportionalitet mellem carnotfaktorerne ved 5°C-80°C og 5°C-65°C.

¹⁰ Baseret på samtale med Verner Jensen, Nordjyllandsværket.

11. Økonomiske omkostninger

Poul Alberg Østergaard

I Energiplanen anvendes de samme tal, som er anvendt for IDAs Klimaplan 2050 (Ref 2050) herunder en diskonteringsfaktor på 3%. Følgende brændselsomkostninger er anvendt, hvor det bemærkes, at prisen udgøres af en fast markedspris samt en håndteringsomkostning, der afhænger af hvor brændslet anvendes.

	Kul	Fuelolie	Diesel	Benzin	NatGas	Affald	Biomasse
	[kr/GJ]	[kr/GJ]	[kr/GJ]	[kr/GJ]	[kr/GJ]	[kr/GJ]	[kr/GJ]
Brændselspris	25,3	88,5	158,1	168,2	77,8	0	44,7
Håndteringsomkostninger							
- Til centrale kraftværker	0,5	1,7			3,2	0	12,4
- Til decentrale KVV	0,5	14,3			8,7	0	8,3
- Til individuelle huse	0,5		21,7		22		81,9
- Til vej- og banetransport			23,6	31,8	22		12,4
- Til lufttransport				5,2			

Udover brændselsomkostninger samt en række mindre investeringer, er der en række større investeringer, som er opsummeret, herunder de ændringer der forekommer i forbindelse med følsomhedsanalyserne af Energi visionen. De enkelte investeringer er hver især beskrevet mere detaljeret andetsteds i denne baggrundsrapport, så nedenstående er blot en kortfattet opsummering.

1. Varmebesparelser koster 5,44 milliarder DKK alt i alt som en engangsinvestering. Regnes som en annuitet over 20 år. Ingen D&V
2. Elbesparelser: Elforbruget i husholdninger reduceres med 50%. Omkostningen hertil er 421 MDKK, som regnes som en annuitet over 10 år. Ingen D&V
 - a. Følsomhed: Ved mindre elbesparelser reduceres forbruget i boliger med 25%. Omkostningen hertil er 95 MDKK, som regnes over 10 år
3. Elbesparelser andre steder end boliger: Elforbruget reduceres det med 45 % i forhold til 2007. Omkostningen hertil er 1498 MDKK, som regnes over 15 år. Ingen D&V
 - a. Følsomhed: Ved mindre elbesparelser reduceres andre forbrug med 22,5%. Omkostningen hertil er 1095 MDKK, som regnes over 15 år.
4. Industrielle besparelser. 290 GWh/ år à 1,3 MDKK/GWh/år = 377 MDKK, som regnes over 30 år. Ingen D&V
5. Geotermi/absorptionsvarmepumpe.
 - a. Med Portland: Fire systemer til i alt 350 Mio; 0,7% drift og vedligeholdelse. Regnes over 25 år
 - b. Uden Portland: Et system til i alt 87,5 MDKK ; 0,7% drift og vedligeholdelse. Regnes over 25 år

- c. Med tre systemer i stedet for fire: 262,5 MDKK
- 6. Fjernvarmeudvidelse med varmebesparelser 480,0 MDKK, som regnes som en annuitet over 30 år. 1% D&V p.a.
 - a. Følsomhed: 770,0 MDKK uden varmebesparelser
 - b. Hvis de decentrale fjernvarmenet ikke kobles på det centrale net forsvinder sammenkoblingsomkostningen (248 Mio DKK efter varmebesparelser) og der regnes kun med udvidelserne i de eksisterende fjernvarmeområder til 232 MDKK efter varmebesparelser
- 7. Eksisterende fjernvarmenet: Uden besparelser 6600 MDKK, som regnes som en annuitet over levetiden på 40 år og en D&V på 1,5 %. Med besparelser sænkes det med 300 MDKK til 6300 MDKK
- 8. Biogasanlæg: 550 MDKK + 10% D/V p.a. Investeringen regnes som en annuitet over 20 år.
- 9. Forgasningsanlæg: 600 MDKK + 17% D&V p.a. Investeringen regnes som en annuitet over 20 år
 - a. Anvendes 208 GWh ekstra biomasse til transport øges investeringssummen til 955 MDKK
 - b. Anvendes 100 GWh ekstra biomasse til kraftvarmeværk/kedel i Gruppe 3, øges investeringssummen til 770 MDKK
- 10. Affaldsforbrænding. 1050 M DKK investering samt 3,3% D&V regnet over 20 år.
 - a. Med mindre anlægsstørrelse (0,4 TWh brændsel per år): 840 M DKK
 - b. Med større anlægsstørrelse (0,71 TWh brændsel per år): 1491 MDKK

I referencesystem for 2050 henregnes kun omkostningen af 40 MW af Nordjyllandsværkets 323 MW til Aalborg Kommune, hvilket i praksis betyder, at der fratrækkes 120 M DKK fra de årlige omkostninger. Elvarme i referencesystemet for år 2050 sættes til 1500 kroner per kW og regnes som en annuitet over 20 år og med 1% D&V p.a.

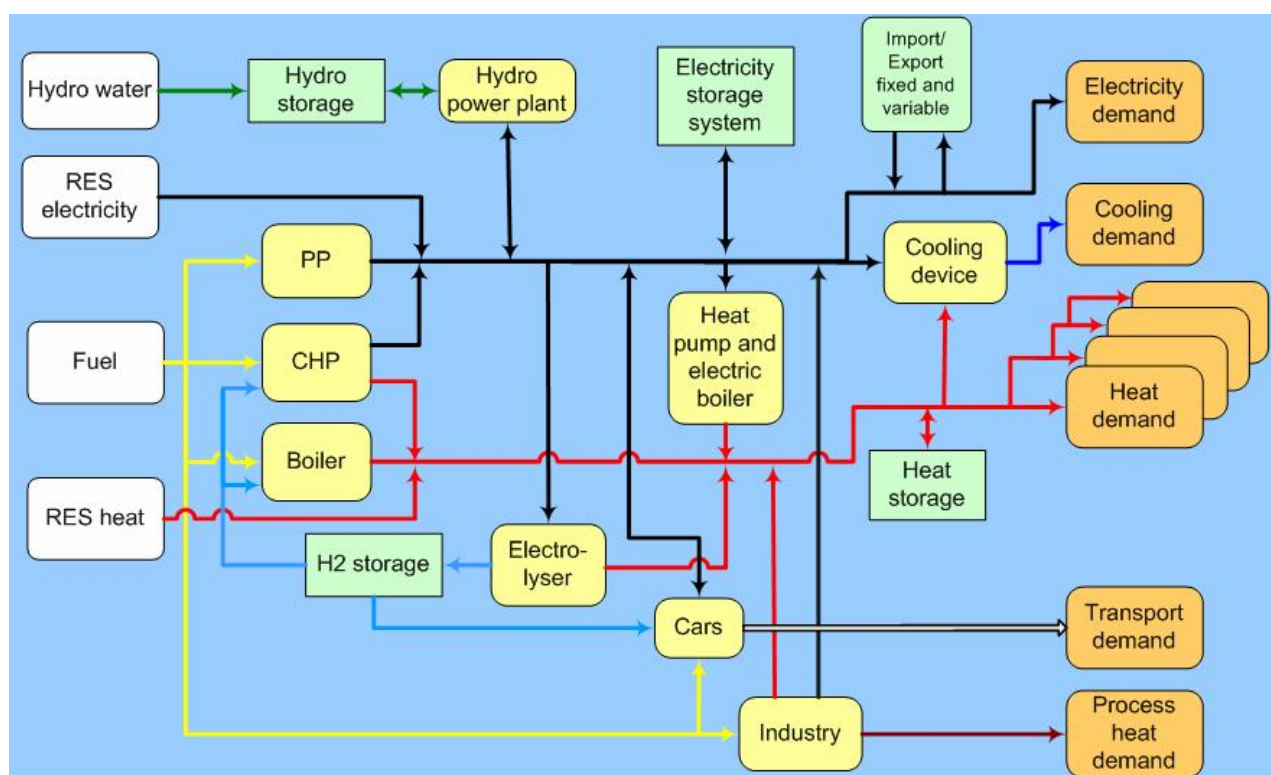
Alle investeringer samt drift og vedligeholdelsesomkostninger opsummeres for Energivisionen i afsnittet *Investeringsforløb for Energivisionen* i denne rapport. Der fremgår også specifikke investeringsomkostninger (dvs. kr/MW) for f.eks. vindmøller og andre teknologier herunder ladestationer, letbaner og ekstraomkostninger ved el- og brintkøretøjer.

12. Energisystemanalysemodel og timefordelinger af forbrug og produktion af el og varme

Poul Alberg Østergaard

Energisystemet i Aalborg Kommune modelleres vha. af energisystemanalysemodellen EnergyPLAN. EnergyPLAN er designet til foretage analyser af energisystemer med komplekse sammenhænge mellem el, varme og brændsler, og er velegnet til at analysere fremtidige energisystemer med høje andele af energiproduktioner, der varierer ukontrollabelt efter f.eks. vejrforhold.

Modellens er vist i nedenstående figur, og kan i øvrigt hentes gratis på energy.plan.aau.dk. Samme sted findes dokumentation af modellen samt en betydeligt mere detaljeret beskrivelse.



EnergiPLAN er en timebaseret model, så det betyder, at alle forbrug og alle ukontrollerbare produktioner (såsom vindkraft) skal angives som timemæssige forbrug. Dernæst fastlægger modellen driften af de kontrollerbare enheder – decentrale kraftvarmeværker, varmelagre, varmepumper, elektrolyseanlæg, ellagre m.v.

For at kunne gennemføre analyserne, kræves derfor de timemæssige fordelinger af såvel forbrug som den ukontrollerbar produktion.

I alt dækkes Aalborg Kommune af tre forskellige elforsyningsselskaber – AKE, HEF og ESV, hvoraf ESV og HEF også har salg uden for kommunegrænsen. Timefordelingerne til modellering er baseret på timefordelinger for AKE. Tallene indbefatter desværre Aalborg Portlands elforbrug, og det var af fortrolighedshensyn ikke muligt at få Aalborg Portland rensat ud med konkrete timefordelte elforbrugsdata. Med en produktion, der så vidt muligt foregår kontinuert, er Aalborg Portlands elforbrug derfor antaget for at være fordelt ligeligt over året og således trukket ud af fordelings-tallene.

Fordelingen af varmekonsumet stammer fra konkrete produktionstal for de forskellige varmeproducenter, der leverer til AKFs fjernvarmenettet i Aalborg. Desværre er data kun ab værk, hvor den egentlige fjernvarmeleverance til nettet også burde omfatte leverancer ab akkumulatortank. Her har det måttet antages, at denne forskel er marginal.

For huse der ikke er tilkoblet fjernvarmenet anvendes samme årsfordeling som for fjernvarmenettet.

Fordelingen af vindkraft er lavet ud fra data for hele Vestdanmark fra Energinet.dk, hvilket giver en større geografisk udligning end data kun for Aalborg Kommune ville give.

For Aalborg Portlands fjernvarmeleverance til AKFs fjernvarmenet anvendes den faktuelle timefordeling fra 2007.

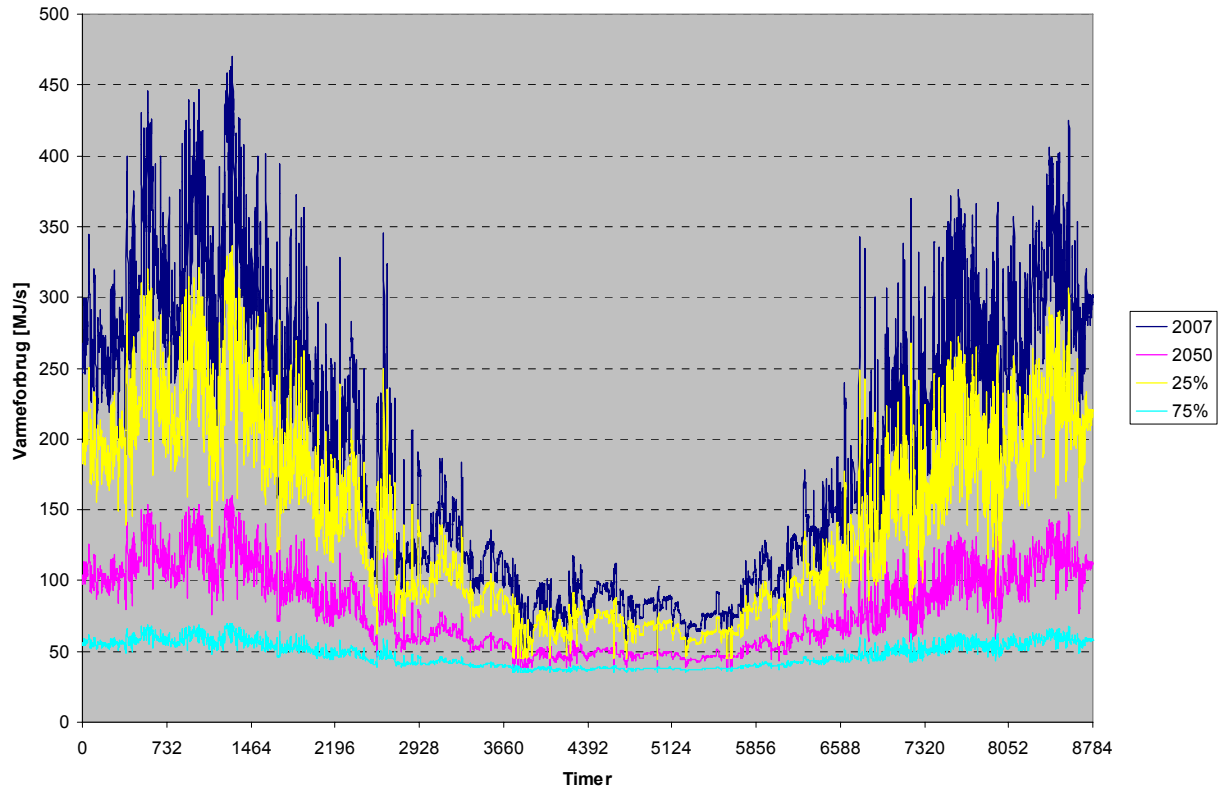
For Renseanlægs Vest anvendes af modelleringstekniske grunde den samme timefordeling som for Aalborg Portland, men grundet en i forhold til Aalborg Portland ubetydelige mængde, anses afvigelsen for værende uvæsentlig for beregningerne.

Fælles for alle timefordelinger er, at de i nogen grad er kompenseret for åbenlyse fejldata. Endvidere er indlagt en ekstra dag sidst i året for at kompensere for skuddag (EnergyPLAN anvender skudår). Manglende data i forbindelse med skift fra sommertid til vintertid samt datalogningsfejl er indlagt.

Alle timefordelinger antages at være identiske i 2007 og 2050 med undtagelse af situationen efter varmebesparelser.

I forbindelse med varmebesparelser ændres fjernvarmefordelingen. Varmtvandsforbruget regnes for værende svagt faldende og boligopvarmningen regnes for værende kraftigt reduceret. Endelig modificeres nettabet marginalt. Da de tre komponenter har forskellige fordelinger henover året, ændres det samlede fjernvarmeforbrugs fordeling ligeledes henover året. I fordelingen af fjernvarmenettabet henover året, er det antaget, at det på årsniveau ligger på 20% svarende til 38 MW for AKF nettet i 2007, men varierer lineært mellem sommer og vinter med højeste absolutte værdi om vinteren og lavest om sommeren. Den nye årsvariationskurve for fjernvarmebehovet fremgår af følgende figur:

Fjernvarmebehov for AKF-området henover året



Fjernvarmeforbrugets fordeling henover året i AKF området i hhv. 2007 og 2050 med 44% varmesparelser. Endvidere er fordelingen vist med andre grader af varmesparelser. Et additionelt fjernvarmeforbrug for biogasanlæg, samt omlægning af industri, er ikke vist i graferne. Tidsrummet 732 timer på den vandrette akse svarer til en gennemsnitsmåned i et skudår.

13. Netstabilisering og import-/exportkapacitet

Poul Alberg Østergaard

I elsystemer er det kritisk, at der løbende er balance mellem forbrug og produktion. EnergyPLAN modellen sikrer, at der på timeniveau er balance mellem forbrug og produktion, men balancen skal også være til stede på en betydelig kortere tidsskala.

Der opereres derfor med begrebet netstabilisering, der blandt andet refererer til forskellige anlægstypers evne til at hjælpe med til at sikre den øjeblikkelige balance mellem forbrug og produktion. Mere detaljeret og teknisk vedrører det anlæggets evne til at a) variere den aktive effekt med henblik på at sikre frekvensstabilitet / balance mellem forbrug og produktion b) variere den reaktive effekt, for at sikre spændingsstabilitet og endelig c) sikre fornøden kortslutningseffekt i elsystemet.

I traditionelle systemer er det primært anlæg med såkaldte synkrongeneratorer, der er i stand til at levere netstabilisering.

I EnergyPLAN modelleres dette ved at der angives krav til den minimale timeproduktion på netstabiliserende produktionsanlæg – samt ved at angive hvilke produktionsanlæg, der virker netstabiliserende.

I referencen antages det, at der i Aalborg Kommune skal være leverancer fra netstabiliserende store synkroner anlæg svarende til Aalborg befolkningsmæssige (3,56%) andel af et minimum på 630 MW¹¹ for Danmark; i alt 22 MW. Dertil kommer, at for hver enkelt time skal mindst 30% komme fra netstabiliserende anlæg.

For 2050 sænkes de 22 MW til 10 MW under antagelse af bedre decentral netstabilisering. I 2050 Reference bibeholdes de 22 MW dog.

Decentrale kraftvarmeværker og vindmøller regnes ikke for netstabiliserende i begyndelsen af perioden. Til gengæld regnes de for værende fuldt netstabiliserende i slutningen af perioden. Allerede de havvindmølleparker der opsættes i dag skal således opfylde krav til netstabilitet, og decentrale kraftvarmeværker anvender ligesom Nordjyllandsværket de synkrongeneratorer, der er typisk anvendes til netstabilisering i dag.

I analyserne regnes der uden transmissionskapacitet til omverdenen. I praksis har Aalborg Kommune meget kraftige forbindelser til omverdenen – to 400 kV forbindelser til hhv. Tjele (ved Viborg) og Trige (ved Århus), en ca. 1000 MW HVDC udlandsforbindelse til Sverige samt en del 150 kV forbindelser mod nord, syd og vest. Hvis dette Oplæg til Klimastrategi skal kunne gennemføres uden samtidig at sætte øgede fordringer til nabokommuner hvad angår assistance med effektbalanceregulering, så fordrer det, at Aalborg Kommune så vidt muligt selv løser de

¹¹ 350 MW for Vestdanmark og 280 MW for Østdanmark; fastlagt i dialog med Energinet.dk

effektbalanceproblemer, der skabes indenfor området. For at modellere denne problematik, fjernes transmissionskapaciteten til omverdenen fra analyserne.

For 2050 reference (normal fremskrivning jf. PlanEnergis opgørelse) sættes kapaciteten til 300 MW.

14. Validering af modellen af energisystemet i Aalborg Kommune

Poul Alberg Østergaard og Henrik Lund

Det første skridt i modelleringen af Energivisionen er en validering af udgangspunktet i form af en rekonstruktion af referencen for Aalborg Kommune modelleret i EnergyPLAN, som anvendes til modellering, analyse samt design af Energivisionen. Referencen benævnes PlanEnergi, idet den er udarbejdet af dette firma i deres dertil indrettede regnearksmodel

Validering af udgangspunkt - 2007

	PlanEnergi (2007)		EnergyPLAN
	[T]/år	[TWh/år]	[TWh/år]
Efterspørgsel			
Transport	7425	2,06	2,06
Indv. kedler olie	373	0,10	
Indv. kedler Naturgas	187	0,05	
Indv. kedler biomasse	1123	0,31	
Indv. solfangere	2	0,00	
Individuel Sum	1685	0,47	0,47
Industri olie	87	0,02	
Industri Naturgas	1193	0,33	
Industri Biomasse		0,00	
Industri sum	1280	0,36	0,36
Fjernvarme Gruppe 3	6228	1,73	
Fjernvarme Gruppe 2	495	0,14	
Fjernvarme Gruppe 1	136	0,04	
El (inkl. elvarme & VP)	3811	1,06	1,06
Brændsel (type)			
Overskudsvarme	1767	0,49	0,49
Kul *)	962	0,27	
El-import *)	2296	0,64	
Kul (inkl. import)	5847	1,62	1,62
Naturgas	2108	0,59	0,59
Benzin/diesel	7429	2,06	2,06
Fuelolie/gasolie	468	0,13	0,12
Olie (sum)	7897	2,19	2,19
Vindkraft **)	865	0,24	0,24
Sol	11	0,00	0
VE i alt	876	0,24	0,24
Affald	1930	0,54	0,54
Anden Biomasse	1485	0,41	0,41
Biomasse (incl. affald)	3415	0,95	0,95
Primær energi i alt		5,60	5,59

*) I energibalancen er anvendt 310% varmenytttevirkning på Nordjyllandsværket, hvor der i EnergyPLAN er regnet med CHP 39% el 51% varme i modtryk

***) Med energinet.dk vindfordeling 2007 fås i EnergyPLAN 0,28 TWh vind

Validering af referencen – Aalborg Kommune år 2050

	PlanEnergi (2050)		EnergyPLAN
	[TJ/år]	[TWh/år]	[TWh/år]
Efterspørgsel			
Transport	8586	2,39	2,38
<i>Indv. Kedler olie</i>	373	0,10	
<i>Indv. Kedler Naturgas</i>	187	0,05	
<i>Indv. Kedler biomasse</i>	1123	0,31	
<i>Indv. Solfangere</i>	2	0,00	
Individuel Sum	1685	0,47	0,47
<i>Industri olie</i>	87	0,02	
<i>Industri Naturgas</i>	1193	0,33	
<i>Industri Biomasse.</i>		0,00	
Industri sum	1280	0,36	0,36
<i>Fjernvarme Gruppe 3</i>	6814	1,89	
<i>Fjernvarme Gruppe 2</i>	431	0,12	
<i>Fjernvarme Gruppe 1</i>	136	0,04	
El (inkl. elvarme & VP)	4629	1,29	1,29
Brændsel (type)			
Overskudsvarme	0	0,00	0
<i>Kul *</i>	1517	0,42	
<i>El-import *</i>	1553	0,43	
Kul (inkl. import)	4821	1,34	1,35
Naturgas	1880	0,52	0,48
<i>Benzin/diesel</i>	7716	2,14	2,06
<i>Fuelolie/gasolie</i>	571	0,16	0,12
Olie (sum)	8287	2,30	2,31
<i>Vindkraft **</i>	2330	0,65	0,65
<i>Sol</i>	11	0,00	0
VE i alt	2341	0,65	0,65
<i>Affald</i>	2550	0,71	0,71
<i>Anden Biomasse</i>	2593	0,72	0,73
Biomasse (incl. affald)	5143	1,43	1,44
Primær energi i alt		6,24	6,23

*) I energibalancen er anvendt 310% varmenytttevirkning på Nordjyllandsværket, hvor der i EnergyPLAN er regnet med CHP 39% el 51% varme i modtryk

**) Med energinet.dk vindfordeling 2007 fås i EnergyPLAN højere vindkraft

I både udgangspunktet 2007 samt referenceudviklingen i 2050 er der god overensstemmelse mellem energiforbrug fra de to modeller men undtagelse af vindkraften, som overvurderes i EnergyPLAN i forhold til udgangspunktet. Den overvurdering er på 16%. Det vurderes dog, at ved udskiftning af den eksisterende vindmøllebestand samt etablering af yderligere vindkraft, vil der blive kompenseret for denne afvigelse.

15. Scenarie for Aalborg Kommunes energisystems udvikling

Poul Alberg Østergaard

I Energivisionen antages det, at Aalborg Portland ikke fortsat leverer fjernvarme til Aalborg Kommunes fjernvarmeforbrugere i 2050. I stedet etableres et geothermianlæg, der ved hjælp af varmt vand fra undergrunden, absorptionsvarmepumper samt drivdamp fra affaldsforbrændingsanlægget kan levere en høj grad af fjernvarme til kommunen. Der realiseres elbesparelser samt varmebesparelser. For at udnytte den geotermiske ressource optimalt tilkobles bygninger i det omfang det er muligt til fjernvarmesystemet. Eksisterende fjernvarmenet udenfor det centrale fjernvarmesystem tilkobles det centrale fjernvarmenet. Fjernvarmenettet tilknyttet geothermianlægget omfatter således alle fjernvarmenet med undtagelse af fjernvarmenettene i Hals og Kølby-Farstrup.

Der etableres biogasanlæg med henblik på at på konverteret husdyrgødningens energiindhold til et brændsel anvendeligt for transportformål. Der etableres også forgasningsanlæg for at få en del af den resterende biomasse konverteret til et brændsel anvendeligt i et højeffektivt kraftvarmeværk, baseret på brændselsceller.

Der foretages seks følsomhedsanalyser med udgangspunktet i Energivisionen

Med og uden Aalborg Portlands bidrag til fjernvarmesystemet

- Med og uden et sammenkoblet fjernvarmenet for hovedparten af kommunen. Uden et sammenkoblet fjernvarmenet bibeholdes de net der p.t. er separate, mens varmeproduktionen omlægges til varmepumper.
- Med mere biomasse øremærket til transport og dermed færre elbiler. Her mindskes den biomasse mængde der tilføres affaldsforbrændingsanlægget og kraftvarmeanlægget
- Med mindre ambitiøse elbesparelser; kun 25% elbesparelser i stedet for 45/50%
- Mindre geotermi og mere konventionel varmepumpedrift
- Anvendelse af et mindre effektivt kraftvarmeværk i med virkningsgrader på 40% el og 55% varme.

Antages Aalborg Portland at vedblive at producere fjernvarme til det centrale fjernvarmenet, mindskes behovet for geotermi betragteligt og antallet af geotermiboringer med tilhørende absorptionsvarmepumper reduceres fra fire til en. Virkningsgraderne på affaldsforbrændingsanlægget der leverer drivdampen ændres følgelig som angivet i tabel i afsnittet *Geotermi i Aalborg Kommune*.

I alle beregninger ses der bort fra eventuelle investeringsomkostninger til Nordjyllandsværket, der ligger ud over den størrelse, som det modellerede udtagsværk har. Der er ikke behov for elproduktion ud over denne produktion, og eventuel yderligere kapacitet hidrører fra behovet udenfor Aalborg Kommune.

Uden sammenkobling af de decentrale fjernvarmenet til det centrale fjernvarmenet, modelleres kompressionsvarmepumper på de decentrale kraftvarmeværker. Samtidig kan kraftvarmeenheden på Nordjyllandsværket øges, da der er mindre behov for kedeldrift. Derved forbedres systemets balanceringssevne marginalt.

Anvendes mere biomasse til transport, mindskes elforbruget tilsvarende. I Energivisionen anvendes 400 GWh biomasse samt 272 GWh el til transport. Det svarer til ca. 33% transportarbejde på biomasse og 67% på el under antagelse af, at det specifikke elforbrug for elbiler er en tredjedel af det specifikke brændselsforbrug på biler med forbrændingsmotorer. Sænkes elbilernes andel til 50% stiger biomasseforbruget til 608 GWh og elforbruget sænkes til 203 GWh. Af de 208 GWh (608-400) biomasse tages 100 GWh fra affaldsforbrændingsanlægget og resten altså fra enten kraftvarmeenheden eller kedlen i Gruppe 3. Biomasse til industri ændres ikke. Alternativet ville være en biomassemanko, der skulle tilføres Aalborg et andet sted fra.

Mindskes biomasseanvendelsen på affaldsforbrændingsanlægget, kan det være passende også at nedskalere geotermianlægget, grundet den mindre potentielle dampproduktion og dermed færre potentielle driftstimer for geotermianlægget. Det analyseres derfor også med et geotermianlæg der er nedskaleret fra fire enheder til tre enheder.

Ved 25% elbesparelser (25% i husholdninger og 22,5% andre steder) frem for 50%/45% øges elforbruget fra 699 GWh (573 GWh + industriens brændselskonvertering på 117 GWh + biogasproduktions elforbrug på 9GWh) til 949 GWh (823 GWh + 117 GWh + 90 GWh). Det vil sige, at industriens konverteringsbidrag samt biogasanlægs elforbrug holdes konstant.

I følsomhedsanalysen med mindre anvendelse af geothermi, øges i stedet den installerede kapacitet på konventionelle kompressionsvarmepumper.

Mindskes virkningsgraderne på kraftvarmeenheden i Gruppe 3, ændres de økonomiske forhold også. Investeringsomkostningen bibeholdes på 6 MDKK/MW, mens de årlige faste omkostninger mindskes fra 10% til 1,2% . Endelig ændres den variable omkostning til 30 DKK/MWh.

Fælles for alle analyser er, at energisystemet afstemmes, så det passer med den tilstedeværende biomasseanvendelse, og endelig afpasses den installerede vindmøllekapacitet, så den resulterende CO₂-udledning er nul. Dvs., at der eksporteres en mængde elektricitet, der svarer til den produktion, der er i kondensdrift ud over den produktion, som er mulig med biomassebegrænsningen.

	2050 – Reference	Vision 2050	Vision 2050 – incl. Portland	Vision 2050 – separate fjernvarmenet	Vision 2050 ABV – mere bio til transport	Vision 2050 – mere bio til transport – mindre geo	Vision 2050 – kun 25% elbesparelser	Vision 2050 – extra varmepumpe	Vision 2050 – Virkningsgrader på 40/55 % på kraftvarmeværket
CO ₂ [Mt] (Netto)	1820	0	0	0	0	0	0	0	0
Årlige omkost. [M kr] (Brændsel, D&V, CO ₂ (229 kr/t), investering)	3574	3125	3105	3133	3191	3191	3125	3157	3108
Brændselsforbrug alt incl – korrigeret [TWh] ¹²	6,87	2,98	2,90	2,95	3,01	3,03	3,22	2,99	2,98
Biomasseforbrug [TWh]	1,39	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
Brændselsforbrug kraftvarmeenhed(er) [TWh]	1,28	0,29	0,31	0,32	0,20	0,20	0,28	0,36	0,30
Brændselsforbrug på fjernvarmekedler [TWh]	1,02	0,07	0,04	0,02	0,04	0,04	0,07	0,09	0,05
Brændselsforbrug på affaldsværk [TWh]	0,71	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5
Fjernvarme fra Aalborg Portland [TWh]	0	0	,4892	0	0	0	0	0	0
Fjernvarme fra geotermi [TWh]	0	0,70	0,13	0,67	0,59	0,45	0,70	0,30	0,67
Vindmølleeffekt [MW]	257/300	486	460	486	511	517	589	511	500
Geotermi [%] ¹³	0	100	25	100	100	75	100	50	100
Varmepumpe - centralt fjernvarmenet [MW _e]	0	24	24	24	34	37	24	33	24
Fjernvarmekedler [MW]	510 ¹⁴	310	310	310 ¹⁵	310	310	310	310	310
Kraftvarmeværksstørrelse [MW _e]	323 ¹⁶	40	57	55	20	20	39	39	30
Elektrolyseanlægstørrelse [MW _e]	0	30	30	30	30	30	30	30	30
Affaldforbrænding – virkningsgrader (el/varme/damp)	20/69/0	19/19/63	23/62/16	19/19/63	19/19/63	21/33/48	19/19/63	22/48/32	19/19/63

¹² Korrigeret for import/eksport af el

¹³ 100% defineret som produktionen ved maksimalt 63% dampudtag.

¹⁴ Både det centrale net og decentrale net

¹⁵ Både centrale net og decentrale net

¹⁶ I de økonomiske beregninger henføres kun 40 MW eller ca 88% af af omkostningen til Aalborg.

Minimum produktion på kraftvarmeværk	22	10	10	10	10	10	10	10	10
Elimport [TWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eleksport [TWh]	0,14	0,28	0,26	0,27	0,35	0,35	0,38	0,29	0,31
Max eleksport [MW]	169	399	374	388	415	419	468	411	412

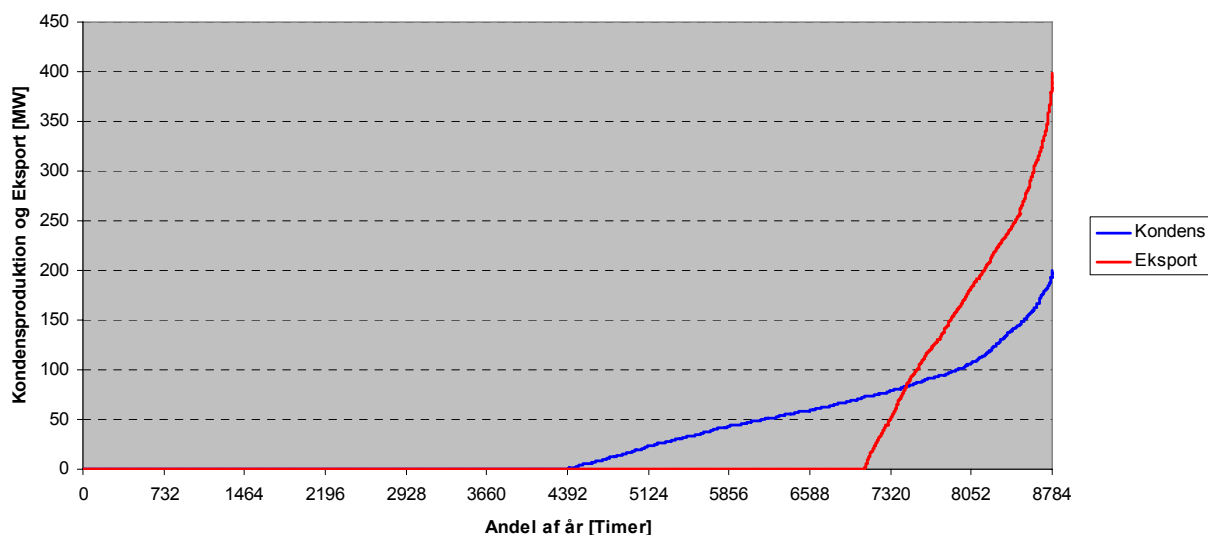
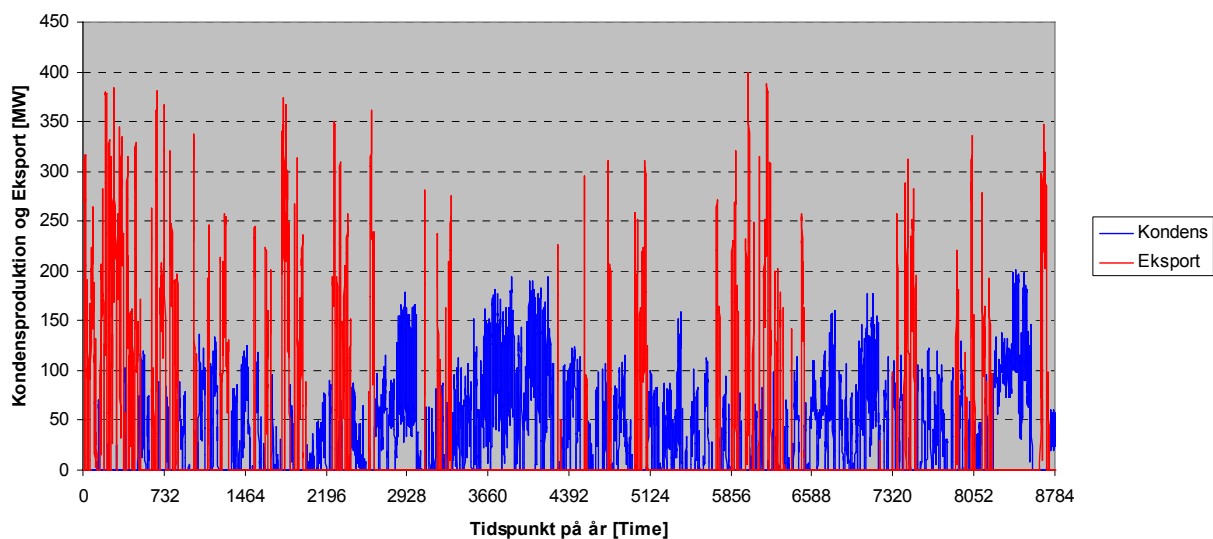
I tabellen er vist en række nøgleoplysninger for de enkelte følsomhedsanalyser. Omkostninger, brændselsforbrug på forskellige enheder, størrelse af-, og indfødnig fra forskellige enheder, og endelig forskellige driftsparametre.

Bortset fra 2050 Referencen, så ligger omkostningerne indenfor et forholdsvist snævert område, men et af de områder, der har større afvigelser, er den påkrævede vindmølleudbygning, der varierer med over 100 MW fra mindste til største behov.

I alle kolonner er der en eleksport – der modsvares af en tilsvarende elproduktion på et kondensværk. Det vil sige, at der i alle tilfælde ikke skabes fuldstændig balance mellem forbrug og produktion i Aalborg Kommune, og at der derfor er brug for en eller flere af eksempelvis følgende aktiviteter:

- anvendelse af omverdenen som bufferkapacitet,
- en form for lagerkapacitet udover det allerede modellerede i form af elbiler med mulighed for at give el tilbage til nettet, eller
- øget tidsmæssig fleksibilitet i forbrug og produktion.

Som udgangspunkt er de oplyste resultater fremkommet ved at anvende omverdenen som en bufferkapacitet. Men som argumenteret i afsnittet *Netstabilisering og import-/exportkapacitet*, er det ikke er en farbar vej. De to nedenstående figurer viser problemet; den første viser elproduktion i kondensdrift og eksport henover det modellerede år (tidsintervallet 732 timer svarer til en gennemsnitsmåned) og den næste viser en varighedskurve af samme.



Som det ses, så er der kondensbehov op til omkring 200 MW og eksportbehov op til ca. 400 MW. Det vil sige, at eventuelle teknologier til håndtering af problematikken skal have betydelig kapacitet. Som det ses af den stejle varighedskurve for eksport, så er den høje maksimale eksport ikke modsvaret af et tilsvarende højt energiindhold (arealet under kurven). Et ellager skal - hvis det skal kunne tage hele eksporten - have en meget høj installeret effekt. Kondensdriften har et kun halvt så højt maksimum, men det vil dog skulle være en betydelig installeret kapacitet, hvis Aalborg Kommune skulle være helt uafhængig.

Mulighederne for at anvende brint samt vanadium-redox batterier har været analyseret. Begge giver muligheden mere eller mindre direkte mulighed for at lagre el enten i form af en elektrolyt eller i form af brint. Begge muligheder introducerer desværre tab - brint mest - hvorved der skal kompenseres med endnu mere vindkraft. Endvidere viser analyserne, at for at lagerkapaciteten skal have en signifikant indvirkning, så skal anlæggene være så store, at det ligger udenfor økonomisk rentabilitet.

Den sidste mulighed er en øget fleksibilitet af forbrug og produktionsanlæg. Tidligere analyser har vist, at såkaldt fleksibelt elforbrug ikke tilfører energisystemer tilstrækkelig fleksibilitet til at sikre balance mellem forbrug og produktion. Inden for forsyningssystemet er der muligheder, men de er også potentielt investeringstunge grundet den viste varighedskurve. Dog er der nogle muligheder for f.eks. at øge fleksibiliteten i affaldsforbrændingsanlægget, og endvidere vil kraftvarmeenheden i Gruppe 3 måske skulle forøges. Det giver dog et brændselsproblem idet hele den tilstedeværende mængde brændsel allerede anvendes.

16. Investeringsforløb for Energivisionen

Poul Alberg Østergaard

De følgende tabeller viser det samlede investeringsforløb, startende med de specifikke omkostninger for de enkelte investeringer (Tabel 1), de konkrete udbygninger (Tabel 2), årlige variable drift og vedligeholdelsesomkostninger (Tabel 3) samt endelig de samlede årlige omkostninger (Tabel 4)

Alle årlige omkostninger er beregnet ud fra den anførte periode for hver enkelt teknologi samt en diskonteringsfaktor på 3%.

	Specifik investering [MDKK/Enhed]	Enhed	Periode [År]	Invest/år [MDKK/enhed]	D&V [% af invest/år]	D&V [MDKK/enhed/år]
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	20	MWe	20	1,34	0,2	0,04
Varmelager - Fjernvarmenet	10	GWh	20	0,67	1	0,10
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	6	MWe	20	0,40	10	0,60
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	4	MWe	20	0,27	1,3	0,05
Kedler - Cen fjernvarmenet	1	MW_Th	20	0,07	3	0,03
Kondensværker	0	MWe	30	0,00	0	0,00
Vindmøller	8	MWe	20	0,54	2,4	0,19
Elektrolyseanlæg	4	MWe	20	0,27	2,5	0,10
Brintlager til transport	75	GWh	30	3,83	0	0,00
Individuelle varmpumper	55	MWe	15	4,61	0,7	0,39
Individuelle solfang	5000	TWh/år	20	336,08	1	50,00
Varmebesparelser	5440	44% reduk	20	365,65	0	0,00
Elbesparelser husholdninger	421	50% reduk	10	49,35	0	0,00
Elbesparelser - andre	1498	45% reduk	15	125,48	0	0,00
Industrielle besp	1,3	GWh/år	20	0,09	0	0,00
Geotermi/absorptions varmpumpe	87,5	200 m ³ /h system	25	5,02	0,7	0,61
Fjernvarmeudvidelse	480	Et system	30	24,49	1	4,80
Fjernvarmenet (eksist+besparelser)	6300	Et system	40	272,55	1,5	94,50
Biogasanlæg	550	Et system	20	36,97	10	55,00
Forgasningsanlæg	600	Et system	20	40,33	17	102,00
Affaldsforbrændingsanlæg	75	MWe	20	5,04	3,3	2,48
Elkøretøjer	1081	Et system	13	101,65	11,16	120,64
Brintkøretøjer	736	Et system	13	69,21	6	44,16
Ladestationer (2 stk/bil)	636	Et system	10	74,56	0	0,00
Jern- og letbane	11000	Aalborgs andel	30	561,21	0	0

Tabel 1: Investeringsomkostning og faste D&V-omkostninger - Takster

Anlæg	Enhed	Invest/år [MDKK]	O&M/år [MDKK/enhed]
Varmepumper - Dec fjernvarmenet	1,3 MWe	2	0,1
Varmelager - Fjernvarmenet	0,125 GWh	0	0,0
KV-enheder - Cen fjernvarmenet	40 MWe	16	24,0
Varmepumper - Cen fjernvarmenet	24 MWe	6	1,2
Kedler - Cen fjernvarmenet	310 MW_Th	21	9,3
Kondensværker	0 MWe	0	0,0
Vindmøller	486 MWe	261	93,3
Elektrolyseanlæg	30 MWe	8	3,0
Brintlager til transport	1 GWh	4	0,0
Individuelle varmpumper	9 MWe	41	3,5
Individuelle solfangere	0,006 TWh/år	2	0,3
Varmebesparelser	1 44% reduktion	366	0,0
Elbesparelser husholdninger	1 50% reduktion	49	0,0
Elbesparelser - andre steder	1 45% reduktion	125	0,0
Industrielle besparelser	261 GWh/år	23	0,0
Geothermi/absorptionsvarmpumpe	4 200 m ³ /h system	20	2,5
Fjernvarmeudvidelse	1 Et system	24	4,8
Fjernvarmenet (eksist+besparelser)	1 Et system	273	94,5
Biogasanlæg	1 Et system	37	55,0
Forgasningsanlæg	1 Et system	40	102,0
Affaldsforbrændingsanlæg	14 MWe	71	34,7
Elkøretøjer	1 Et system	102	120,6
Brintkøretøjer	1 Et system	69	44,2
Ladestationer (2 stk/bil)	1 Et system	75	0,0
Jern- og letbane	1 Aalborgs andel	561	0,0
- total		2197	593

Tabel 2: Investeringsomkostninger og faste D&V-omkostninger - Aktuelle investeringer

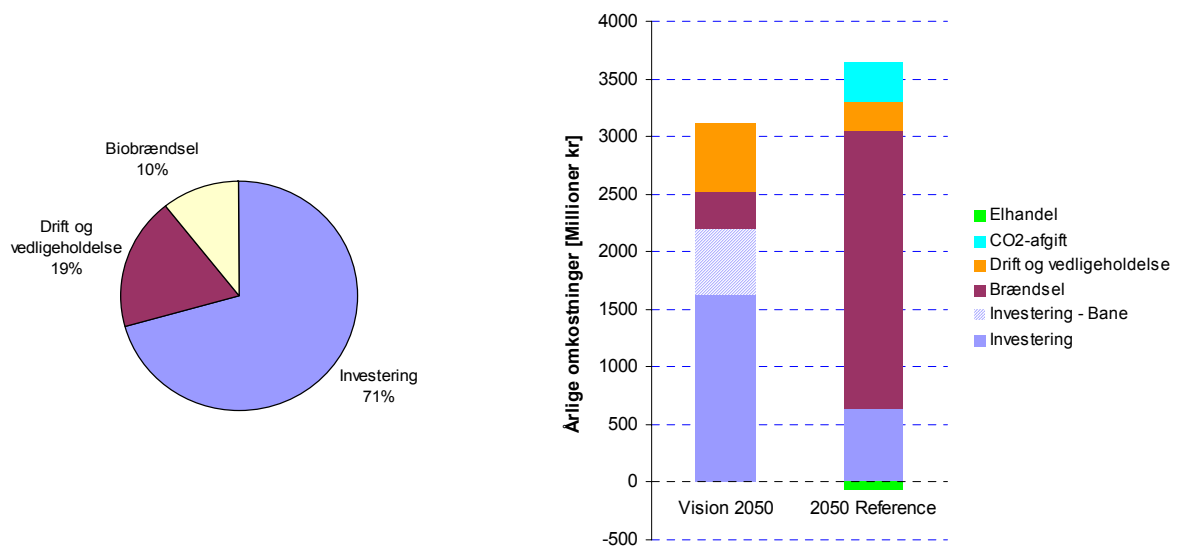
	Mængde [TWh/år]	Mængde [Enhed/år]	Enhed	Pris [MDKK/Enhed]	I alt [MDKK]
Biobrændsel	1,72	6,19	PJ	52,5	325
Variabel D&V			-		3
Elhandel		0	TWh	0	0
CO ₂ omkostning		0	MT	0	0
- total					328

Tabel 3: Variable omkostninger

	[MDKK]
Investering	2197
Faste omkostninger	593
Variable omkostninger	3
Biobrændsel	325
- total	3118

Tabel 4: Totale årlige omkostninger

Den samlede fordeling på investering, drift & vedligeholdelse og brændsler kan ses af lagkagediagrammet, hvoraf det ses, at hovedparten af omkostningen ligger investering.



Sammenholdt med referencesituationen, så er investeringsomkostningerne betydeligt højere, men drift & vedligeholdelse samt brændselsomkostningerne er betydeligt lavere, som de fremgår af stolpediagrammet.

17. Virkemidler: Fra fossil- til VE-baseret fjernvarme i Aalborg

Frede Hvelplund

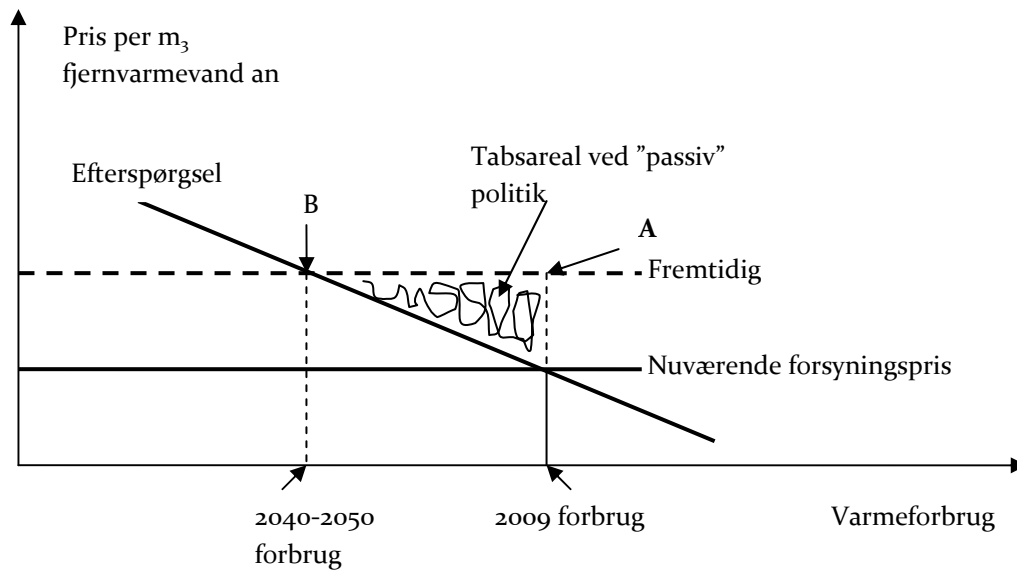
17.1 Om fjernvarmetariffer og den fremtidige balance mellem forbrug og forsyning

Når man arbejder med en tidshorisont frem til 2050, vil såvel forsyningsside, som husenes isoleringsstandard og varmekonsum skal ændres grundlæggende. I Energivisionen regnes der med, at rumvarmekonsumet skal nedbringes med knap 50 %, og at der indføres et forsyningssystem baseret på hovedsageligt geotermisk varme og vedvarende energi.

I forbindelse med overgangen til et sådant system er følgende tre omkostninger per m³ an forbruger interessante:

- a. Hvad koster det at spare på varmen per sparet m³ fjernvarmevand? (ifm. den i Energivisionen forudsatte nedbringelse af husenes varmekonsum.)
- b. Hvad vil det energisystem, der udbygges fra 2030 til 2050, koste i kroner per m³ fjernvarmevand an forbruger?
- c. Hvorledes ser det nuværende tarif-, rådgivnings-, byggevedtægts- og finansierings-system ud, og vil dette kunne befordre overgangen til de fremtidige forsyningssystemer og sikre den halvering af varmekonsumet, der er knyttet til disse?

Det vigtige i den forbindelse er at gøre sig klart, at allerede de bygningsrenoveringer, der gennemføres de nærmeste år, vil være afgørende for, om en målsætning om at halvere varmekonsumet frem til år 2050 vil kunne realiseres. Figur 1 illustrerer denne problemstilling.



Figur 1. Principfigur: Nødvendigheden af en aktiv politik

Figuren viser 2009 forbruget ved den nuværende omkostningsstruktur og tarifpolitik, og 2040-2050 forbruget som et fremtidigt optimum mellem forsyning og besparelse ved en fremtidig omkostningsstruktur. Det man risikerer ved en passiv politik er, at der ikke løbende gennemføres de nødvendige energieffektiviseringer i forbindelse med renovering af bygningsmassen, og at man derfor fastholder 2009 forbruget i et fremtidigt dyrere forsyningssystem. Man ender i pkt. A i figur 1. Man får højere pris per brugt m^3 varme uden at have formindsket forbruget, og dermed alt i alt en dyrere varmeregning. Optimum i figur 1 er pkt. B, hvor prisen per m^3 i dette eksempel er fordoblet samtidig med at antallet af forbrugte m^3 er næsten halveret. Det er den situation Energivisionen forsøger at etablere. Men det kræver, at der sikres økonomiske og administrative spilleregler, der muliggør overgangen fra det nuværende system til det fremtidige bestående af geotermisk- og vedvarende energi i kombination med knap 50% energibesparelser.

Hovedprincippet i tarifieringen i forbindelse med en langsigtet energiplanlægning vil være, at tariffen skal fastsættes ud fra det fremtidige forsyningssystemets langsigtede marginalomkostninger og ikke ud fra det eksisterende forsyningssystemets gennemsnitlige marginalomkostninger, hvis man vil undgå tabet i det skraverede område i figur 1. Eller sagt på en anden måde, hvis man vil sikre sig, at besparelserne udbygges i det mindste op til det fremtidige forsyningssystemets omkostninger per m^3 leveret fjernvarmevand. Samtidig hermed skal der etableres finansielle betingelser og administrative spilleregler og rådgivningsfaciliteter, der sikrer, at varmemeforbrugerne kan reagere på de fremtidige forsyningsomkostninger ved at nedbringe varmemeforbruget svarende til den optimale fremtidige fordeling mellem forsyningsinvesteringer og investeringer i varmebesparelser.

17.2 Hvad koster det at spare på varmen per m^3 fjernvarmevand?

Ud fra kapitlet "Analyser af varmebehovets geografi—" er her udregnet, hvad det koster i energiforbedringer per m^3 sparet fjernvarmevand.

1)	2)	3)	Omkostning per sparet m ³ varmt vand ved forskellige forudsætninger (46 kWh/m ³)						
			4)	5)	6)	7)	8)	8)	9)
			20 år, 3 % p.a.	20 år 6 % p.a.	20 år 8 % p.a.	30 år 3 % p.a.	40 år 3% p.a.	30 år, 2 % p.a.	30 år 1 % p.a.
10	199.258	5.6	17.5	22.5	26	13.2	11.15	11.5	10.0
22	454.838	5.9	18.4	23.5	27.7	13.9	11.75	12.1	10.5
30	623.558	6.4	19.8	25.8	30	15.8	12.72	13.2	11.5
38	773.044	7.1	21.6	28	33	16.5	14.14	14.5	12.6
41	836.416	8.1	24.8	32	38	19.0	16.13	16.6	14.4
43	878.021	10.1	31.3	40.5	47.5	23.8	20.11	20.8	18.5

Tabel 1. Besparelsesomkostninger (ekskl. moms) per m³ fjernvarmevand an forbruger ved forskellige forudsætninger om besparelsernes tekniske løbetid og diskonteringsrente.

Der er tale om ekstra omkostninger ved at gennemføre energiforbedringer samtidig med bygningsrenovering. Det er altså de omkostninger, der vil opstå, hvis man sikrer sig, at bygningsrenoveringer i perioden i gennemsnit lever op til en besparelse i intervallet 10 % og 43 % af det nuværende forbrug. Omkostningerne er altså tillægsomkostningerne til energiforbedringer i forbindelse med bygningsrenoveringer, og realiseres kun hvis der enten via et skærpet bygningsreglement, eller hvis et sådant ikke etableres - via kommunale lån eller kaution fra varmforsyningen etableres en systematisk politik, der sikrer at bygningsrenoveringer lever op til høje energistandarder.

Besparelsesomkostningerne per sparet m³ varmt vand i søjlerne 4)-8) i Tabel 1 er fremkommet ved at amortisere investeringsomkostningerne i søjle 3) ved forskellige renter og løbetider.

Når der f.eks. i søjle 5 (6 % rente, 20 års løbetid) ud for søjle 1) reduktionsbehov 30 % , står 25.8 kroner per m³ betyder det, at det ved renten 6% p.a. koster 25.8 kroner per m³ at øge reduktionen af varmeforbruget fra 30 til 31 %.

Søjle 5) og 6) er de mest realistiske under de nuværende finansieringsbetingelser, og kan oven i købet siges at være meget gunstige i forhold til de gennemsnitsbetingelser, der er for private såvel som offentlige bygninger for tiden. Det vil dog kræve en nærmere analyse at finde finansieringsbetingelserne for forskellige brugergrupper, såsom ejere med friværdi, ejere uden friværdi, lejerboliger, private virksomheder og offentlige virksomheder, herunder de kommunale bygninger.

Hvis søjle 5) og 6) repræsenterer en realistisk tilnærmelse til de nuværende finansieringsbetingelser, kan det ikke betale sig at investere i energibesparelser i Aalborg, selv under den meget gunstige betingelse, at man foretager ekstrainvesteringen i forbindelse med en bygningsrenovering. For p.t. er den forbrugsafhængige varmepris eksklusiv moms 10,75 kr/m³. Selvom den vil stige lidt i de nærmeste år, er der langt op til de 22-50 kr/m³ det koster at forbedre boligmassen med de nuværende finansieringsbetingelser.

Hvis vi ser på søjle 7), hvor vi forudsætter en lånerente på 3 % p.a. og en teknisk levetid af besparelsesinvesteringen på 30 år, så er besparelsesomkostningerne mellem 13,2 og 23,8 kr/m³. I dette tilfælde kommer vi meget tættere på de nuværende (og som vi senere skal se det) fremtidige forsyningsomkostninger per m³ fjernvarmevand an forbruger. Ved 1 % p.a. og 30 årige lån, vil det allerede med de nuværende priser kunne betale sig at nedbringe varmekonsumet med 22 % i Aalborgområdet, hvis det foretages i forbindelse med renoveringsinvesteringer.

Konkluderende kan det om varmebesparelser siges:

- a. At der skal indføres et bygningsreglement, der sikrer, at renoveringer samtidig repræsenterer en energimæssig renovering op til en standard, hvor varmekonsumet reduceres med i gennemsnit 40-50 %. Hvis ikke det sker, at der sikres tilskud og lån fra varmeforsyningen, der er bundet til kravet om etablering af en forbedret energistandard.
- b. At der samtidig med dette indføres en eller anden form for billig eller gratis rådgivning i kombination med finansiel opbakning til sådanne renoveringer. Det kan f.eks. være i form af 3 % fastforrentede lån med kommunal kaution til den del af renoveringsinvesteringen som repræsenterer den energimæssige forbedring af bygningen.

18. Omkostninger ved det fremtidige forsyningssystem

Henrik Lund & Frede Hvelplund

I et fremtidigt energisystem i Aalborg Kommune, hvor rumvarmebehovet er reduceret med knap 50%, vil dette kunne omsættes til fordele i form af temperatursænkninger i fjernvarmenettet og/eller besparelser på investeringer i fjernvarmerør ved renoveringer. Omfanget af disse besparelser er vurderet i Varmeplan Danmark for det samlede danske fjernvarmesystem med det resultat, at nettabet vil kunne reduceres fra ca. 400 GWh/år i det nuværende system til ca. 220 GWh/år. Herudover vil der kunne spares i størrelsesordenen 266 mio.kr på investeringer i fjernvarmenet.

18.1 Introduktion

Der er foretaget en række analyser af de langsigtede marginale omkostninger ved ikke at reducere varmebehovet i fjernvarmeområderne.

Analyserne tager udgangspunkt i Energivisionen som omfatter følgende anlæg på forsynings siden i det centrale fjernvarmeområde:

- Et affalds/biomassefyret kraftvarmeværk med en elvirkningsgrad på 28% (25% efter fradrag af egetforbrug) og en varmevirkningsgrad (med røgaskondensering) på 76%.
- Geotermi i forbindelse med affalds-kraftvarme drevet af et dampudtag til en absorptionsvarmepumpe med en COP på 2,34.
- Et biogas eller syngasfyret kraftvarmeværk baseret på brændselscelleteknologi med en elvirkningsgrad på 54% og en varmevirkningsgrad på 36%.
- Eldrevne kompressionsvarmepumper med en COP på 3,6.
- En biomassefyret spidslastkedel med en virkningsgrad på 90%.
- Vindkraft, så der med en begrænset biomasseressource opnås 100% VE.

Ovennævnte anlæg og virkningsgrader gælder i Energivisionen, hvor nettovarmebehovet reduceres med 44% og temperaturniveauet i fjernvarmesystemet som følge heraf reduceres til 65/28°C.

18.2 Forudsætninger

I forhold til dette udgangspunkt er der foretaget en konsekvensanalyse af de langsigtede marginale omkostninger i forsyningssystemet ved ikke at gennemføre disse varmebesparelser. Tabellen herunder viser en oversigt over de forudsatte ændringer i virkningsgrader.

	Reduktion i nettovarmebehov (varmebehov an forbruger inkl. brugsvand excl. nettab)			
	Ingen reduktion	22% reduktion	44% reduktion	66% reduktion
Fjernvarmetemperaturniveau (frem/retur)[°C]	80/40	70/30	65/28	55/20
Nettab jf. Varmeplan Danmark	17%	18%	20%	22%
Besparelser på fjernvarmenet [Mio kr]	-	200	300	600
Fjernvarmebehov [GWh]				
- an forbruger	1816	1416	1017	617
- nettab	372	311	254	174
- nettab sammenkobling	10	10	10	10
Sum	2198	1737	1281	801
Heraf				
- centrale fjernvarmenet	2181	1720	1264	784
- decentrale fjernvarmenet	17	17	17	17
Affaldskraftvarmeværk - virkningsgrader [%]				
- El*/varme	23/74	24/75	25/76	26/77
- El*/varme/damp	17/17/63	18/18/63	19/19/63	20/20/63
- Total*/total	97/100	99/102	101/104	103/106
Geotermi Absorptionsvarmepumpe (COP)	2,0	2,6	3,0	4,5
Geotermi investering [Millioner kr]	415	480	350	355
Varmpumpe (COP)	2,8	3,2	3,6	4,0
Distribution name	"...2007"	"...25%"	"...2050"	"...75%"
Varmpumpe [MW _e]	85	38	0	
Vindkraft [MW]]	565	474	419	
Spids- og Reservelastkedler [MW]	550	420	260	

Tabel 2. Ændringer i virkningsgrader, nettab m.v. ved forskellige nettovarmebehov

*) efter fradrag af egetforbrug af el

Der knytter sig følgende forklaringer til tabellen:

Nettovarmebehovet angiver fjernvarmebehovet an forbruger og er varieret i trin af 22% idet udgangspunktet for sammenligningen er en reduktion på 44%. Disse reduktioner svarer i størrelsesorden til tilsvarende reduktioner på 25%, 50% og 75% i rumvarmebehovet, som er anvendt i Varmeplan Danmark.

Sammenhængen mellem ændringer i fjernvarmebehov an forbruger og temperaturniveau, nettab og potentielle besparelser i fjernvarmenet er således estimeret ved at overføre vurderingerne fra Varmeplan Danmark forholdsmæssigt til Aalborg.

Virkningsgraderne på affaldskraftvarmeværket er tilsvarende vurderet med udgangspunkt i Varmeplan Danmark, idet tallene her er tilpasset, at man allerede ved dimensioneringen tager hensyn til, om man bygger anlægget til det ene eller det andet forventede temperaturniveau.

Mht. ændringer i geotermianlægget anlægsomkostning samt absorptionsvarmepumpens COP er der foretaget en konkret analyse som beskrevet i kapitlet Geotermi i Aalborg Kommune.

Kompressionsvarmepumpen forudsættes at have fjordvand som varmekilde, og er vurderet med udgangspunkt i en COP på 3,6 ved fjernvarmetemperaturniveauet 65/28°C. I forhold til dette udgangspunkt forudsættes COP-værdien ændret som følge af de ændrede fjernvarmetemperaturniveauer ved andre besparelsesgrader.

Timefordelingen af varmebehovet ændres som følge af reduktioner i fjernvarmebehovet, idet reduktionerne primært foretages i rumvarmebehovet, dvs. den variable del forbruget. Derimod ændres fordelingen af nettabet sig mindre – og fordelingen af varmtvandsforbruget ændres ikke. Se også kapitlet **Timefordelinger af forbrug og produktion af el og varme**.

Det samlede fjernvarmebehov samt sparede investeringsomkostninger i fjernvarmenet som følge af reduktioner i varmebehov er fastlagt som redegjort for i afsnit 5.8.

Udover de allerede nævnte anlæg er der i analyserne indregnet investeringer i at nedbringe den tvungne udveksling med el, så de enkelte alternativer kan sammenlignes. Til dette er der anvendt to forskellige typer teknologier:

- Den ene metode er at investere i et stort batteri. Her er dette alternativ vurderet for et vanadium batteri som iflg. Hugh Sherman, Incoteco har følgende karakteristika: 70% cyklusvirkningsgrad (dvs., at man får 70 kWh tilbage for hver 100 kWh man kommer i batteriet). 15% kan evt. genvindes som varme med fjernvarmetemperaturer. Fra og med år 2013 forventes prisen alt inklusive at være 10 kr/W (2 Wh) for batterier i størrelsesordenen 1-10 MW. Levetid 50 år, hvis 1/3 af investeringen erstattes hvert 12-15 år. Herudover drit og vedligeholdelse på 20.000 US\$ pr. batteri. Reinvestering og drift svarer dermed til årligt ca. 2,5% af investeringsomkostningen.
- Den anden metode er at investere i et elektrolyseanlæg, der producerer brint med brug af elektricitet, et brintlager, og en forøgelse af brændselscellekraftvarmeværket. Jf. IDAs Klimaplan 2050 er der konkret regnet på et anlæg med en virkningsgrad på 73% for brint (målt ift. nedre brændværdi) og 15% varme, idet virkningsgraden er reduceret til 69% brint for at tage højde for egetforbruget af el til kompression i lageret. Elektrolyseanlægget forudsættes at koste 1,88 kr/W_e, levetid 20 år og årlige faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger på 2% af anlægsinvesteringen. Brintlageret forudsættes at koste 144.000 kr/MWh og have en levetid på 30 år. (Alternativt med priserne: Elektrolyse: 4 kr/W_e, levetid 20 år, drift og vedligeholdelse 2,5%. Brintlager, 75000 kr/MWh)

Brændselscelle-kraftvarmeværket forudsættes at koste 6 kr/W, levetid 20 år samt at have en fast årlig drift og vedligeholdelse på 10% samt en variable omkostning på 20 kr/MWh_e.

Resultatet af analyserne viser imidlertid, at batteriløsningen er klart dyrere end brintløsningen, hvorfor de efterfølgende resultater er baseret alene på brintløsningen.

Hvis der ikke spares på varmeforbruget, bliver konsekvensen i denne analyse, at der skal investeres i yderligere varmeproduktionsanlæg. En afgørende konsekvens er, at der skal udbygges med vindkraft, hvorved der sættes yderligere pres på at finde de nødvendige placeringer til vindmøllerne.

De anvendte priser forudsætter imidlertid at der er tilstrækkeligt med vindplaceringer enten til lands med de forudsatte ruhedsklasser eller til havs med de forudsatte investeringsforhold hvad angår havdybde og tilslutning til elnettet.

Da der allerede forudsættes opført ca. 500 MW vindkraft, som ganget op med forholdet mellem befolkning i Aalborg og Danmark svarer til ca. 14.000 MW vind er dette ikke nødvendigvis tilfældet. I november 2009 var det således 3391 MW vindkraft i hele Danmark¹⁷.

Der er her derfor regnet marginal omkostninger med to forskellige omkostninger til den marginale vindkraft. Denne ene med en investeringsomkostning på 8000 kr/MW og årlige driftsomkostninger på 2,4% og den anden med en samlet omkostning på yderligere 50%.

Resultaterne er vist i tabellen herunder:

Reduktion i varmebehov	Ingen	22%	44%
Gns.marginal ændring			
	0%-22%	22%-44%	44%-66%
AKV/Geotermi (TWh)	0,5	0,5	0,5
Spids/reserve-kedel (MW _{th})	620	470	290
FC-CHP (MW _e)	65	60	55
Varmepumpe (MW _e)	103	50	20
Vindkraft (MW _e)	678	542	495
Elektrolyse (MW _e)	60	30	10
Brintlager (GWh)	7	1	0
Biomasseforbrug (GWh)	1,72	1,72	1,72
Nettoudveksling (GWh)	0,00	0,00	0,00
Udveksling (GWh)	0,25	0,31	0,29
Årlig omkostning (Mkr) – lav	2036	1872	1764
Difference (Mkr) – lav		164	96
kWh an forbr. diff (Mio.)		399	399
Mio m ³ an forbr. (46 kWh/m ³)		8,7	8,7
Marginal omk. (kr/m ³)		19 kr/m ³	11 kr/m ³
Årlig omkostning (Mkr) – høj	2128	1915	1790
Difference (Mkr) – høj		213	119
kWh an forbr. diff (Mio.)		399	399
Mio m ³ an forbr. (46 kWh/m ³)		8,7	8,7
Marginal omk. (kr/m ³)		25 kr/m ³	13 kr/m ³

Tabel 3. Marginale besparelser i forsyningssystemet per m³ ved forskellige nettovarmebehov.

¹⁷ Stamdataregister for vindkraftanlæg ultimo november 2009, Energistyrelsen

18.3 Balancen mellem forsynings- og besparelsesinvesteringer

Vi har nu set på både de marginale omkostninger ved varmebesparelser og forsyningsudbygning, og kan nu vurdere hvilken balance mellem investering i varmebesparelser og forsyningsudbygning, det er samfundsøkonomisk optimalt at etablere.

Figur 2 illustrerer, at det ud fra en snæver samfundsøkonomisk analyse (beregninger uden skat), vil kunne betale sig at nedbringe Aalborgs varmekonsum med knap 40%.

Imidlertid indeholder disse beregninger ikke en opgørelse af de øvrige samfundsøkonomiske omkostninger såsom visuelle og støjmæssige. Vi vurderer imidlertid, at disse omkostninger ved vindkraft (visuelle og støjmæssige m.v.), vil være højere end de miljømæssige omkostninger ved en besparelsesindsats. Derfor mener vi at en spareindsats på de 44% vi har forudsat i vore beregninger vil ligge tættere på det ud fra en bredere samfundsøkonomisk vurdering samfundsøkonomisk optimale, end de knap 40% figur 2's mere snævre samfundsøkonomisk analyse resulterer i.

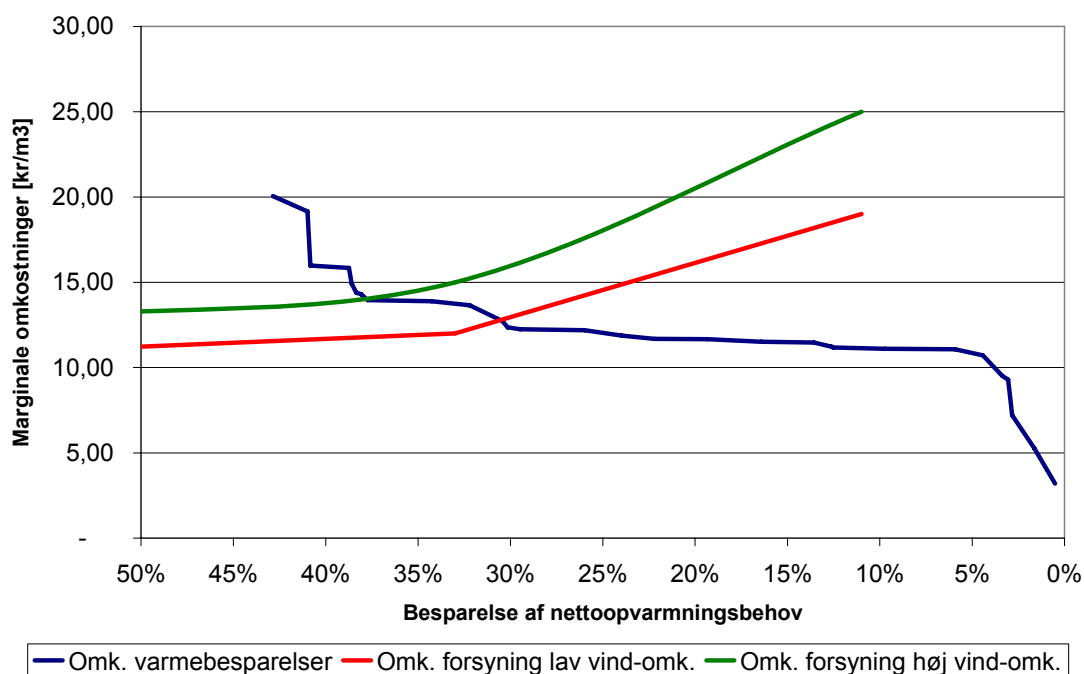


Fig. 2. Balancen mellem besparelses- og forsyningsindsats.

Konklusionen er derfor,

- At det kan betale sig i forhold til det fremtidige forsyningsystem at investere i omfattende energibesparelser, svarende til en reduktion af varmekonsumet med ca. 44%.
- At disse energibesparelser kun er økonomisk givtige, hvis de foretages i forbindelse med renoveringsinvesteringer.
- At energibesparelserne næppe vil blive gennemført, hvis der ikke laves en finansieringsreform med f.eks. lavt forrentede lån med kommunal kaution for energibesparelsesdelen af en renoveringsinvestering.

19 Tarifpolitik og balancen mellem energiforsyning og energibesparelser

Frede Hvelplund

Herefter går vi til det tredje spørgsmål, hvor vi især vil koncentrere os om, hvorledes de nuværende tariffer virker på opfyldelsen af en målsætning om at nedbringe energiforbruget til varme med knap 50 % i Aalborg?

19.1 De nuværende tariffer og motivationen til energibesparelser

For tiden fastsættes tarifferne for varme ud fra de kortsigtede marginalomkostninger i det eksisterende energiforsyningssystem. Det betyder for Aalborg Varmeforsyning, at et hus på 150 m² vil have følgende varmeregning.

	Enhedspris ex moms [kr/m ³]	I alt ex Moms [kr]	Moms [kr]	I alt inkl. Moms [kr]
Abonnementsbetaling		1.000	250	1.250
Effektbetaling (150 m ²)	10.75	1.613	403	2.016
I alt forbrugsafhængig betaling		2.613	653	3.266
Forbrugsbetaling (360 m ³ /60GJ)	10.75	3.870	968	4.837
Varmeregning i alt		6.483	1.621	8.103

Tabel 2. Varme- og varmtvandsregning i 2009 for 150 m² hus med et årsforbrug på 360 m³. fjernvarmevand.

Som det fremgår af tabel 2, er den samlede regning til varme og varmt vand på 8.103, hvoraf 4.837, eller 60 % er forbrugsafhængig.

En lejlighed på 60 m² vil med det samme varmeforbrug per m² have en årlig regning til varme og varmt vand på knap 4.000 kroner, hvoraf knap 2.000 kroner vil være forbrugsafhængig.

Hvis vi forestiller os at investeringerne har en teknisk levetid på 20 år, og at husejeren kan låne penge til en rente på 6 % p.a. og med en løbetid for lånet på 20 år, vil det kunne betale sig at halvere forbruget til varme og varmt vand, hvis investeringen koster under 27.734 **kroner** (ved 9 % p.a. 22.068 kroner).

For ejerlejligheden vil det kunne betale sig at halvere forbruget til varme og varmt vand, hvis investeringen koster under **11.470 kroner** (ved 9 % rente 8.860 kroner).

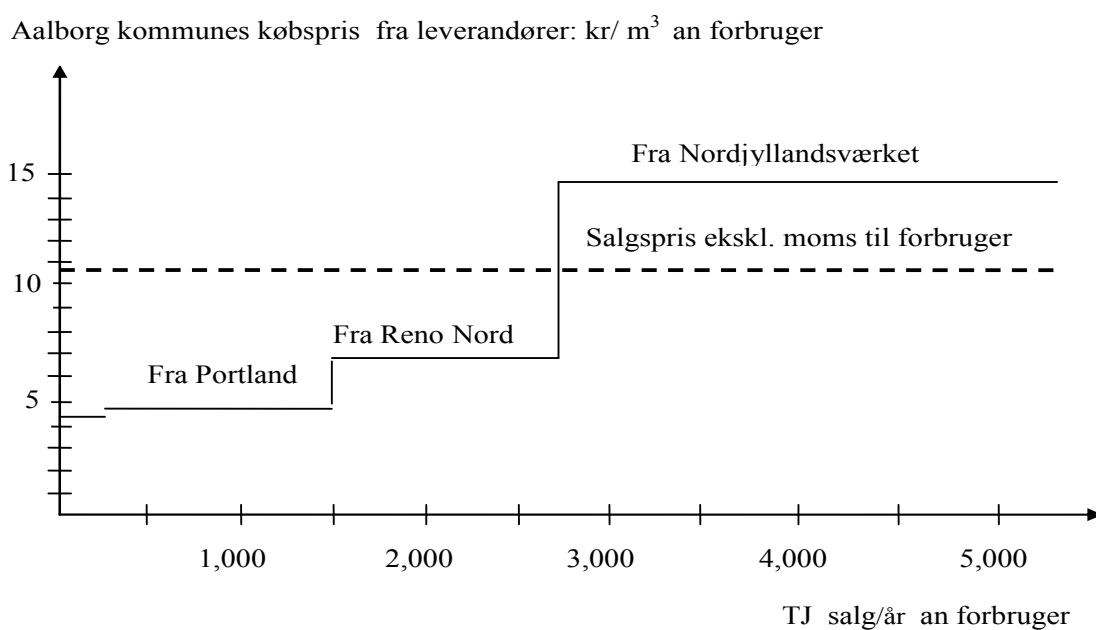
Hvis dette sammenlignes med, hvad det koster at isolere en bolig, vil det i gennemsnit koste 50.000 – 60.000 kr for huset og over 20.000-30.000 kroner for lejligheden i ekstrabetaling for en energiforbedrende renovering, der halverer varmeforbruget.

Det er derfor, med de nuværende tariffer urealistisk at forvente, at der påbegyndes en proces i retning af halvering af varmeforbruget i perioden frem til 2050.

Derfor er det vigtigt at finde frem til virkemidler der så effektivt og billigt som muligt er med til at øge incitamenterne til energibesparelser. Den meget billige varme i Aalborg er i den forbindelse et problem, men det er også en mulighed, fordi det giver økonomisk plads til at investere i nye løsninger uden at varmepriserne i Aalborg mister deres placering som nogle af de laveste i Danmark.

19.2 Er de nuværende tariffer økonomisk optimale?

I figur 3 vises købspriserne for den energi Aalborg Kommune køber fra forskellige leverandører.



Figur 3. Købs- og salgspriser ekskl. moms per m³ for Aalborg fjernvarme.

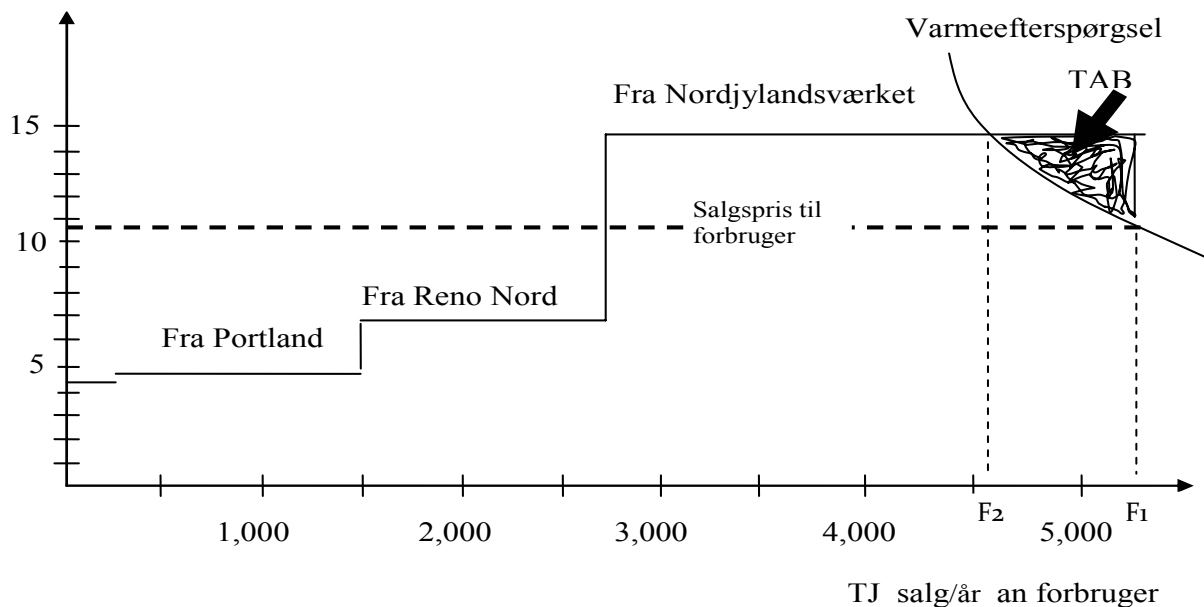
Figuren viser to forhold:

- De nuværende salgspriser ekskl. moms på 10,75 kroner per m³ er lavere end de marginale købspriser fra den varme der leveres fra Nordjyllandsværket (Vattenfall). Prisen per m³ an forbruger (ved et nettab på 21 %) er fra Nordjyllandsværket 14,77 kroner per m³, eller 37 % højere end salgsprisen til forbrugerne.
- Salgsprisen på de 10,75 kroner per m³ er meget tæt på at være den gennemsnitlige købspris fra de forskellige leverandører plus nettab.

”Hvile i sig selv ” princippet tolkes p.t. på den måde, at de gennemsnitlige forbrugsafhængige købsomkostninger skal være lig med den forbrugsafhængige del af salgsprisen til forbrugerne.

Denne tolkning medfører imidlertid et tab for Aalborg Kommune, da de varmebesparelsesaktiviteter der koster under købsprisen fra Vattenfall 14,77 kroner per m³, men mere end salgsprisen fra kommunen til forbrugerne, 10,75 kroner ikke kan betale sig for boligejeren, selvom det er en god forretning for kommunen som helhed. Dette forhold illustreres af figur 4.

Aalborg kommunes købspris fra leverandører: kr/ m³ an forbruger



Figur 4. Tab som følge af prisfastsættelse ud fra gennemsnits købspriser og ikke ud fra de marginale købspriser.

F₁ på den vandrette akse(x-aksen) viser forbruget med den nuværende prisfastsættelse på via en gennemsnits købspris på 10,75 kr/m³. F₂ viser forbruget, hvis købsprisen blev fastsat ud fra det samlede systems marginalomkostning på 14,77 kr/m³. Tabet p.g.a. prisfastsættelse på baggrund af gennemsnitsomkostninger er i figuren illustreret af det skraverede område som opstår fordi en række forbrugere, som ville isolere deres boliger, såfremt prisen lå mellem 10,75 og 14,77 kr/m³ ikke gør det, da prisen ligger på 10,75 kr/m³. Hvor stort det nøjagtige tab er, kan ikke udregnes uden en meget omfattende analyse af varmeefterspørgselsfunktionen.

Hvis man i Tabel 1 eksemplet vil tarifere, så dette tab undgås, samtidig med at den samme samlede varmepris fastholdes og "hvile i sig selv" princippet også fastholdes for forsyningsystemet, vil tarifferne ændres til de i tabel 3 viste.

	Enhedspris ex moms [kr/m ³]	I alt ex Moms [kr]	Moms [kr]	I alt inkl. Moms [kr]
Abonnementsbetaling		0		
Effektbetaling (150 m ²)	7,77 kr/m ²	1.166	291	1.457
I alt forbrugsuafhængig betaling		1.166	291	1.457
Forbrugsbetaling (360 m ³ /60GJ)	14,77 kr/m ³	5.317	1.329	6.646
Varmeregning i alt		6.483	1.621	8.103

Tabel 3. Kommunaløkonomisk effektiv tariffastsættelse af fjernvarmeforsyning.

Bemærk at denne tarifændring ikke betyder en forøgelse af varmeprisen for den enkelte forbruger. Tværtimod vil man komme bort fra den nuværende situation, hvor de etablerede varmemeforbrugere betaler et "tilskud" til nye forbrugere, og de etablerede forbrugere der ikke gør noget for at spare på varmen, og dermed har et stigende varmemeforbrug.

a. Ændring af tarifiering fra gennemsnitlige variable omkostninger til marginale variable omkostninger.

Det vi har gjort ovenfor er, at fastholde hvile i sig selv princippet **for forsyningsiden** samtidig med at vi har indført en mere kommunaløkonomisk økonomisk effektiv tarifiering. Det har i denne runde ikke noget at gøre med den langsigtede ændring af energisystemerne, men ville være økonomisk givtigt, selvom man i al evighed skulle køre med et forsyningssystem svarende til det nuværende. Det er alligevel interessant i forhold til en langsigtet strategi, der omfatter knap 50 % besparelse på varmemeforbruget, fordi der er tale om en tarifændring, der både forbedrer økonomien i det nuværende system og for Aalborgs borgere som helhed og om en tarifændring, der forøger det økonomiske incitament til energibesparelser med i dette tilfælde 25 %. Det vil f.eks. sige, at det ud fra tabel 3 regnestykkerne kan betale sig at investere op til 41.460 kroner i energibesparelser i huset på de 150 m², hvor det med den nuværende tarifiering kun kan betale sig at investere godt 30.000 kroner.

b. Sparede ledningsomkostninger

I afsnittet Omkostninger ved det fremtidige forsyningssystem, blev det fastlagt, at der, hvis man bruger tallene i Varmeplan Danmark på Aalborgs varmemeforsyning, kan spares 266 mio. kroner i fjernvarmenet ved at reducere rumvarmemeforbruget med 50 %, eller 2.271 TJ.

Det svarer til en reduktion i det årlige forbrug på ca 13.63 mio m³ (1 GJ=6m³).

Ved en rente på 5 % og en teknisk levetid på 30 år, svarer 266 mio. kr til en årlig omkostning på 19.3 mio. kr. Ved renten 3 % er den årlige omkostning 16.3 mio. kr.

Per m³ svarer denne besparelse derfor til mellem 1.2 kr og 1.4 kr. Denne omkostning bør derfor lægges oveni marginalomkostningen på de. 14,77 kr/m³. Derved kommer vi frem til en reel marginalomkostning på 16- **16,2 kr/m³ før moms.**

c. CO₂ kvote

Det fremgår af kommunens beretning om forsyningsvirksomheder, at kommunen har fået tildelt 219.008 tons gratis kvoter i 2008, mens forbruget har været 241.955 kvoter i forbindelse med varmeproduktionen på Nordjyllandsværket. Underskuddet skal købes ind i løbet af 2009. D.v.s., at der oven i betalingen for varmen fra Nordjyllandsværket også på marginalen er omkostninger til køb af CO₂ kvoter.

For at lede 1 GJ varme frem til forbrugeren skal der forbrændes 0.39 GJ kul på Nordjylandsværket (nettab 21 %). CO₂ emission for kul er 95 kg/GJ, svarende til 37 kg for 0.39 GJ kul. Det svarer igen til ca. 6 kg per m³ fjernvarmevand an forbruger.

Ved en pris per tons på 150 kroner svarer det til 90 øre per m³. Ved en pris på 225 kroner per tons svarer det til 1.35 kroner per m³. Der er tale om en reel marginalomkostning, som folk i Aalborg kommune ville kunne spare, hvis boligerne brugte mindre varme.

Derved kommer vi frem til en reel marginalomkostning ved varmforsyningen på 17- 17.5 kroner per m³ før moms.

d. Større varmetab ved mindre forbrug og mindre brændselsforbrug ved lavere fremløbstemperatur.

Der er ikke regnet på dette.

e. Skatteændringer

Kjeld Oxbjerg, Vattenfall nævnte at kulafgiften per solgt GJ ab værk var 46 kroner, og at den udgjorde knap 2/3 af salgsprisen til Aalborg Kommune. (Det bekræfter vores antagelse om salgsprisen på 70 kroner per GJ varme). Fra næste år ville kulafgiften med de nye beskatningsregler fra forårspakken stige til 59 kr/GJ, eller med 13 kr/GJ. Det svarer an forbruger til 16.38 kr/GJ, eller 2,73 kr/m³.

Hvis dette tal lægges oveni marginalomkostningen, vil m³ omkostningen for Aalborg kommune før moms være **19.7-20.25 kr.**

19.3 Ændring af tariffen fra gennemsnitsprincippet til marginalprincippet

Ud fra ovennævnte analyse vil det støtte en kommunaløkonomisk optimering af varmforsyningen at hæve den variable del af varmeprisen per m³ til ca. 20 kroner før moms, eller 25 kr/m³ inkl. moms.

En del af denne stigning, nemlig den ekstra kulbeskatning, pkt. e. ovenfor, vil repræsentere en stigning i varmforsyningens marginale omkostninger på 2.73 kr/m³ ekskl. moms. Den medfører en prisstigning inkl. moms på 360 m³ gange 3.41 kr (inkl. moms) – i alt 1.229 kr. Det er den prisstigning, der er indarbejdet i tabel 4 nedenfor set i forhold til tabel 1 og tabel 2 priserne.

Den øvrige del vil være et resultat af omkostningspunkterne a, b og c.

	Enhedspris ex moms [kr/m ³]	I alt ex Moms [kr]	Moms [kr]	I alt inkl. Moms [kr]
Abonnementsbetaling		0		
Effektbetaling (150 m ²)	1.76	264	66	331
I alt forbrugsuafhængig betaling		264	66	331
Forbrugsbetaling (360 m ³ /60GJ)	20	7.200	1.800	9.000
Varmeregning i alt		7.464	1.866	9.331

Tabel 4. Prisniveau og prisstruktur efter prisfastsættelse på basis af de marginale variable kommunale omkostninger i stedet for de gennemsnitlige variable omkostninger.

Der er i tabel 4 tale om at indarbejde stigningen i kulafgiften på 1.229 kr i marginalprisen. (Som prisfastsættelsen er i dag, vil denne stigning blive fordelt på hele varmemeforbruget og dermed kun slå igennem som en stigning på mellem 400 og 600 kr. D.v.s. at stigningen vil blive fordelt på hele salget, selvom den kun rammer den del af forbruget, der kan henføres til leverancerne fra Nordjyllandsværket. Hvis marginalprincippet indføres, vil stigningen på de 1.229 kr blive pålagt hele forbruget og dermed give et overskud til varmforsyningen, der umiddelbart repræsenterer et brud på "hvile i sig selv" princippet. Men hvis dette princip ændres, til at være et varmforsyningsprincip, og overskuddet kanaliseres ud til varmebrugere til etablering af kommunal kaution og lavtforrentede lån til energibesparelser, vil pengene blive hos varmemeforbrugerne.

Der vil samtidig være tale om en meget moderat stigning i varmforsyningsprisen, hvor Aalborg stadig vil være blandt de billigste kommuner i landet. Samtidig hermed vil der være indført et prisprincip der forebygger mod de tab der opstår ved at varmeprisen ikke afspejler forsyningens marginale omkostninger.

Ses denne tarifændring i forhold til omkostningerne ved varmebesparelser, kan vi se, at en halvering af energiforbruget nu kan betale sig, såfremt den kan gennemføres for under 51.614 kr i dette hus på 150 m² (ved renten 6 % p.a. og en teknisk levetid på energibesparelsen på 20 år). Regner vi med en teknisk levetid på 30 år og renten 3 % p.a., vil halveringen kunne betale sig op til en omkostning på 88.201 kr i investering.

Fra afsnittet "Analyser af varmebehovets geografi---" kan vi regne ud, at en halvering af varmemeforbruget, såfremt den foretages i forbindelse med bygningsrenovering kan gennemføres for en omkostning på mellem 50.000 og 60.000 kr.

Det kan derfor, efter denne tarifomlægning betale sig, i forbindelse med en bygningsrenovering, at foretage de ekstrainvesteringer der skal til for at supplere denne renovering med energispareforanstaltninger, der nedbringer forbruget med knap 50%.

Opsummerende

- Hvis kommunen omlægger sin tarifpolitik fra gennemsnits- til marginalbetragtningen, så vil tariffen ekskl. moms ligge på ca. 20 kr/m³.

- b. Hvis denne tarif meldes ud til forbrugerne, vil den forbrugsafhængige del af tariffen blive konverteret til en forbrugsafhængig del, og man kan etablere en situation med samme priser som i dag for et givet hus, blot med 100 % forbrugsafhængige tariffer.
- c. Hvis man dertil lægger stigningen i den marginale kulbeskatning, vil kommunen få et overskud fra varmforsyningen. Dette overskud kan tilbageføres til forbrugerne i form af konsulentbistand, evt. kommunal kaution til energibesparende foranstaltning, og evt. sikring af billige energisparelån.
- d. Ved at fastsætte varmetarifferne ud fra marginalprincippet i stedet for gennemsnitsprincippet kommer priserne op i samme leje, som omkostningerne ved de energisystemer, der skal afløse de nuværende i 2030-2050. Derved undgås de kommunaløkonomiske tab, der kan ligge i at forbruget udvikler sig på basis af de nuværende lave forbrugsafhængige tariffer, så man for et forbrugsomfang i 2030-2050, der er kommunaløkonomisk ikke optimalt set i forhold til omkostningerne ved fremtidige forsyningssystemet.

Det er i den forbindelse vigtigt endnu engang at bemærke, at prisfastsættelse ud fra marginalprincippet repræsenterer en prisfastsættelse, der optimerer kommunens økonomi, jævnfør argumentationen omkring figur 2.

19.4 Konklusion vedrørende politik på fjernvarmeområdet

Det er vigtigt, at der indføres tariffer som kan motivere til at gennemføre varmebesparelser svarende til 50 % af det nuværende forbrug. Med de nuværende finansieringsbetingelser vil det betyde at varmebesparelser der koster op til og med ca. 40 kr per sparet m³ varme skal inkluderes.

De varmebesparelser der skal inkluderes kan fås til disse omkostninger, såfremt de gennemføres som led i renovering af bygningerne, men de vil på marginalen alligevel med de nuværende omkostninger for de dyreste koste ovennævnte 40 kr per sparet m³.

På varmebesparelsesområdet er det vigtigt at indføre følgende politikker:

1. Det er vigtigt, at der etableres byggevedtægter, som sikrer at der ved husrenovering gennemføres energibesparelser svarende til i gennemsnit 50 % af det nuværende energiforbrug. Kommer sådanne byggevedtægter ikke, bør kommunen sikre, at kommende økonomiske besparelsesincitamentet støttet af varmforsyningen gøres afhængige af at ovennævnte energibesparelser gennemføres.
2. Det sikres at varmebesparelsesinvesteringer i forbindelse med en renovering kan få billig eller gratis konsulentbistand og 3% 30 årige lån med kommunal kaution. Såfremt denne mulighed indføres, vil de dyreste varmebesparelsesinvesteringer kunne gennemføres for ca. 24 kr per m³ sparet varme, og en halvering af varmforsyningen i husene vil kunne gennemføres for et gennemsnit på ca. 15 kr per m³ varmt vand.
3. Det er vigtigt at tarifferne allerede nu fastsættes i forhold til de fremtidige systemers omkostninger. Derved sikres, at man undgår det tab, der opstår ved, at bygningsmassen

isoleres i forhold til de nuværende varmepriser, og ikke i forhold til de fremtidige varmepriser. Det vil sige, at den forbrugsafhængige del af varmeprisen allerede i dag skal være af størrelsesordenen 20 kr/m³ fjernvarmevand.

I det nuværende system er den variable del af varmeprisen 10.75 kr/m³. Der er derfor et stort gab mellem de priser der p.t. meldes ud og den deraf følgende manglende motivation til energibesparelser og det fremtidige behov for at nedbringe varmeforbruget med knap 50 %.

Det forholder det sig sådan, at de nuværende varmepriser fastsættes ud fra de gennemsnitlige variable købsomkostninger for varmen. Hvis man ændrer prisfastsættelsesprincippet til at være på basis af det nuværende systems marginale variable købsomkostninger, vil det være priserne fra Nordjyllandsværket inkl. miljøomkostningerne, der skal være prisfastsættende for varmetarifferne. En sådan ændring af tarifpolitikken vil repræsentere et økonomisk optimum mellem forsyning og varmebesparelser. En prisfastsættelse ud fra det nuværende systems variable marginalomkostninger vil medføre en pris an forbruger på ca. 20 kr/m³ eksklusiv moms.

4. Som følge af ovennævnte vil man allerede i dag kunne fastsætte varmetarifferne til ca. 20 kr/m³. Det vil medføre en mindre prisstigning på varmen selvom de faste betalinger helt afskaffes. Vil man af politiske grunde i første omgang undgå denne prisstigning, kan man fastholde de nuværende varmepriser ved at lægge hele betalingen over på den variable del af tariffen, og i første omgang ende med en tarif på ca. 18 kr/m³ og ingen faste omkostninger. Det er for Aalborgs varmforsyning en meget heldig situation, at man uden at hæve varmepriserne kan få indarbejdet et incitament til varmebesparelser, der er meget tættere på de fremtidige forsyningsomkostninger per m³ end de nuværende tariffer. Det bør i øvrigt her nævnes, at marginalomkostningerne i Aalborg varmforsyning er højere end de gennemsnitlige omkostninger. Forbrugsnedgang betyder et fald købet af den dyreste varme (Nordjyllandsværkets varmeleverancer), og de gennemsnitlige købsomkostninger vil derfor falde, når der gennemføres systematiske energiforbedringer i bygningerne. Her er Aalborg så ”heldig” at have indbygget en mekanisme i fjernvarmforsyningen der medfører, at varmforsyningen per enhed bliver billigere i takt med at forbruget falder.
5. Det er anbefalingen her at man så hurtigt som politisk muligt hæver prisen til ca. 20 kr/m³ fjernvarmevand, og tilbagefører et overskud til forbrugerne via varmebesparelseskonsulentbistand og kommunalt kautionerede langfristede lån til varmebesparelsesdelen af renoveringer.
6. Udover ovennævnte reformer vil det være vigtigt at åbne varmfordelingsnettet for producenter af varme fra vedvarende energi anlæg (indføre ”open access”). Disse vil så kunne indføre varmt vand i systemet mod en fast betaling per m³ på 18-20 kr/m³. Det kan f.eks. dreje sig om solfangere på hustage, og virksomheder, der fra vindkraft drevne varmepumper indfører varme på nettet. Varmenettet skal således – i lighed med elnettets

evne til at modtage el fra mange kilder - modtage varme fra vedvarende energi-baserede varmeleverandører.