

Ledelsesresumé

Hovedstadsområdets fjernvarmesystem er klar til fremtiden

Fremtidsscenarier viser, at fjernvarmesystemet vil kunne rumme flere versioner af en flerstrengt og grøn varmeforsyning

Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er stærkt og robust og har teknisk og økonomisk potentiale til fortsat at kunne levere CO₂-neutral og konkurrencedygtig fjernvarme til forbrugerne - også frem mod 2050.

Dette notat giver et samlet resumé af de vigtigste analyser og af slutrapporten fra "Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050" (FFH2050)¹.

Ifølge hovedrapporten i FFH50, kan hovedstadens fjernvarmesystem nemlig godt rumme en række forskellige, mulige udviklingsveje frem mod 2050. Udviklingsveje, som har det til fælles, at varmeproduktionen kommer til at foregå langt mere flerstrengt end i dag - i en blanding af central og decentral produktion med fokus på elbaserede produktionsanlæg som varmepumper samt på udnyttelse af overskudsvarme fra nye teknologier som CCS, Power-to-X og geotermi.

Samtidig bliver fleksibilitet i både produktion og forbrug af fjernvarmen ekstremt vigtigt, fordi det er forudsætningen for, at fjernvarmen kan spille sammen med et elsystem, baseret på vedvarende energi, og med de nye teknologier i fremtidens grønne energisystem.

For at blive klar til den flerstrengede fremtid skal fjernvarmeselskaberne allerede nu begynde at overveje at investere i teknologier, der kan understøtte fremtidens fleksible og flerstrengede varmesystem; det kan for eksempel være i varmepumper, i lavtemperaturdrift og i varmelagre.

En fuld omstilling af fjernvarme med grønne løsninger og indfrielse af de politisk fastsatte klimamålsætninger er mulig. Den skal dog ske således, at fjernvarmen fastholder sin konkurrencedygtighed.

Ovenstående er den korte konklusion på et omfattende strategiarbejde, som områdets fire store fjernvarmeselskaber, VEKS, HOFOR, CTR og Vestforbrænding har arbejdet med det sidste års tid og som nu er beskrevet i rapporten, "Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050" (FFH50).

Slutrapport indeholder ligeledes en række analyser og konklusioner omkring vigtige emner i relation til fjernvarmen. For eksempel at mængden af biomasse i fjernvarmeforsyningen forventes reduceret, men ikke kan udfases helt, og at affaldsvarmen fortsat vil spille en vigtig rolle i fjernvarmeforsyningen - eventuelt med CO₂-fangst.

¹ Slutrapport om Fremtidens fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet, frem mod 2050, findes under: <https://varmeplanhovedstaden.dk/publikationer/>

Rapporten påpeger også vigtigheden af at ændre på fjernvarmens prisstruktur, så konkurrenceevnen overfor individuelle varmepumper styrkes, og gør opmærksom på, hvordan et varmesystem, udelukkende baseret på eldrevne teknologier, vil kunne presse forsynings-sikkerheden i elsystemet alvorligt.

Endelig sætter rapporten en tyk streg under, at en rigtig placering af de nye produktions-anlæg i nærheden af både gode varmekilder og af fjernvarmenettet er altafgørende for fjernvarmens succes. Det vil kræve et tæt samspil mellem varmeselskaber og den fysiske planlægning i kommunerne samt mellem varmeselskaberne og ejere af kraftværkspladser.

Det er langt fra første gang, fjernvarmeselskaberne i Hovedstadsområdet har sat sig omkring mødebordene for at kigge ind i fremtiden. I 2008, 2011 og i 2014 gennemførte VEKS, HOFOR og CTR udviklingsprojekter for fjernvarmeforsyningen, der blev til Varmeplan Hovedstaden 1, 2 og 3.

Denne gang deltager også Vestforbrænding i arbejdet, ligesom en håndfuld forskellige rådgivere er inddraget i arbejdet med analyser og scenarierne, som udgør rygraden i "Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050".

Nye vilkår for fjernvarmen siden 2014

Og der er unægtelig sket en del på fjernvarmeområdet siden sidste fremsynsrapport fra 2014:

Ambitiøse klimamålsætninger dikterer reduktion af drivhusgasudledninger både kommunalt, nationalt og i EU, og politikerne har med et bredt flertal vedtaget en aftale, som slår fast, at fjernvarmen skal spille en væsentlig rolle i fremtidens forsyningssektor.

Pr. januar 2019 blev tilslutnings- og forblivelsespligten ophævet for nye fjernvarmeområder og afgiften på el til varme er blevet sænket markant. Det forbedrer økonomien for varmepumper i fjernvarmen, men også for fjernvarmens konkurrenter, de individuelle varmepumper.

Kraftvarmekrav og brændselsbindingen til naturgas er blevet fjernet, og el-tilskuddet til biomassekraftvarme vil blive udfaset over en årrække. Endelig skal en ny klimaplan for affaldssektoren sikre mere genanvendelse og mindre afbrænding af affald. Affaldsværker udgør i dag ca. 32 pct. af den samlede varmeproduktion i hovedstadsområdet.

Sideløbende med nye regler og rammebetingelser er en række nye teknologier ved at blive udviklet og afprøvet. Det drejer sig især om store eldrevne-varmepumper, der bruger luft, spildevand, havvand eller geotermi som varmekilde; det drejer sig om CO₂-fangst og -lagring (CCS) samt om PtX-fabrikker, der skal fremstille brint og grønne brændstoffer, til bl.a. tung transport som fly og lastbiler, på basis af elektrolyse, drevet af strøm fra vedvarende energi fra havvindmøller mv. De to sidste teknologier giver begge en god portion overskudsvarme, der med fordel kan udnyttes i et fjernvarmesystem såfremt fabrikkerne placeres i nærhed til fjernvarmen.

Sådan beskrives arbejdet i FFH50

Alle disse nye vilkår og teknologiske potentialer er indarbejdet i Hovedrapporten, FFH50, der har til formål at skabe en fælles forståelse og et fælles grundlag for fremtidige beslutninger i hovedstadsområdets varmeselskaber og de 26 kommuner.

Arbejdet tager udgangspunkt i en overordnet vision om, at fjernvarmen i 2050 vil være CO₂-neutral og kundernes foretrukne valg af varmekilde. Og at fjernvarmen samtidig skal bidrage aktivt og fleksibelt til grøn omstilling og sektorkobling.

I praksis beskriver rapporten en række mulige udviklingsveje for fjernvarmen frem mod 2050, idet der er gennemregnet seks forskellige, konkrete scenarier for at illustrere de udfordringer og handlemuligheder, som fjernvarmen har frem mod 2050.

Forud for scenariearbejdet er foretaget en række tværgående analyser af vigtige emner i samarbejde med en håndfuld forskellige rådgivere. Analyserne handler om forholdet til kunderne, om hardcore fjernvarme-teknologi, om systemudvikling og sektor-kobling og om de politiske rammebetingelser for fjernvarmen.

Med denne viden som baggrund er de seks scenarier udvalgt og regnet igennem, hvorefter arbejdsgruppen har uddraget en lang række læringer fra beregningerne. På den baggrund giver rapporten herefter forslag til, hvordan selskaberne skal komme videre med udviklingen - både på den korte og den lidt længere bane.

Dagens fjernvarme produceres centralt

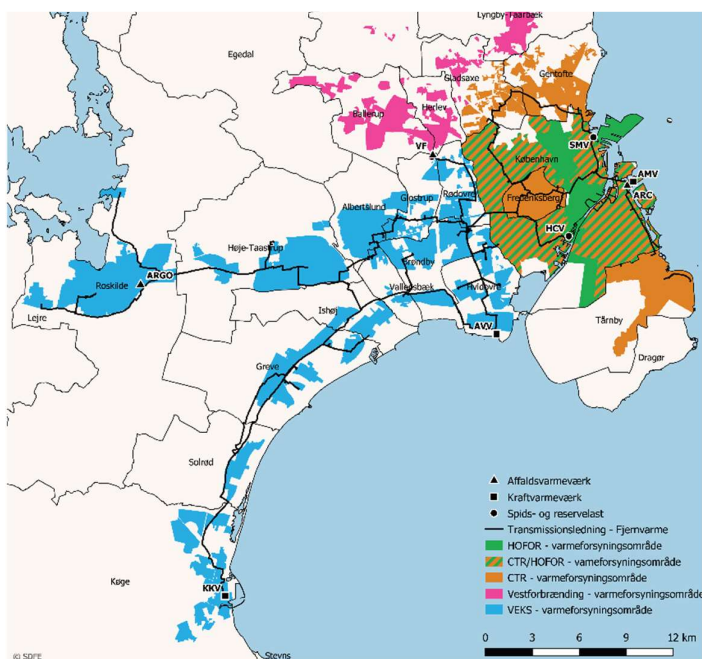
Men først en hurtig overflyvning over fjernvarmesystemet i hovedstaden, som det ser ud i dag:

Hovedstadens fjernvarmesystem dækker i dag et varmemeforbrug på 38 PJ (2020-tal), hvilket svarer til cirka 25 pct. af det samlede varmemeforbrug i Danmark.

Varmeproduktionen er domineret af store centrale kraftvarmeanlæg på affald og biomasse, der tilsammen står for omkring 2.150 MW grundlastkapacitet. Hertil kommer ca. 50 MW varmepumper, der er etableret i de senere år, og som udnytter overskudsvarme fra industrien og fra spildevandsanlæg.

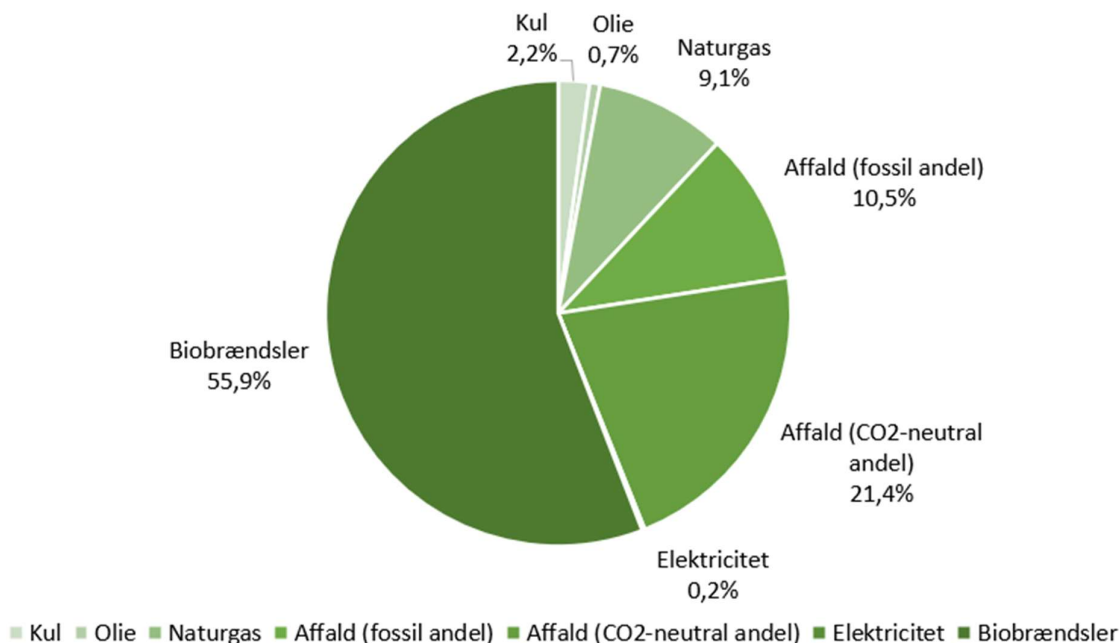
Ud over dette findes der en spids- og reservelastkapacitet på ca.

Figur 1 - Fjernvarmeområderne for HOFOR, CTR, Vestforbrænding og VEKS



2.300 MW og to varmeakkumulatorer på tilsammen 2700 MWh. Spids- og reservelast er hovedsagelig baseret på naturgas og olie. De senere år er der dog etableret flere el-kedler til spids- og reservelast.

Figur 2 -Varmeproduktion vægtet ud fra brændsler 2020 (VF, CTR, VEKS og HOFOR)



Varmepumper kræver varmekilder

Analyserne af fremtidens teknologier omfatter de store varmepumper, lavtemperatur fjernvarme, geotermi, CCS (CO₂-fangst og -lagring), PtX samt varmelagring.

Potentialet for store varmepumper i fjernvarmesystemet er betragteligt og omfatter varmekilder som havvand, drikkevand, spildevand, grundvand, luft og industriel overskudsvarme samt geotermi.

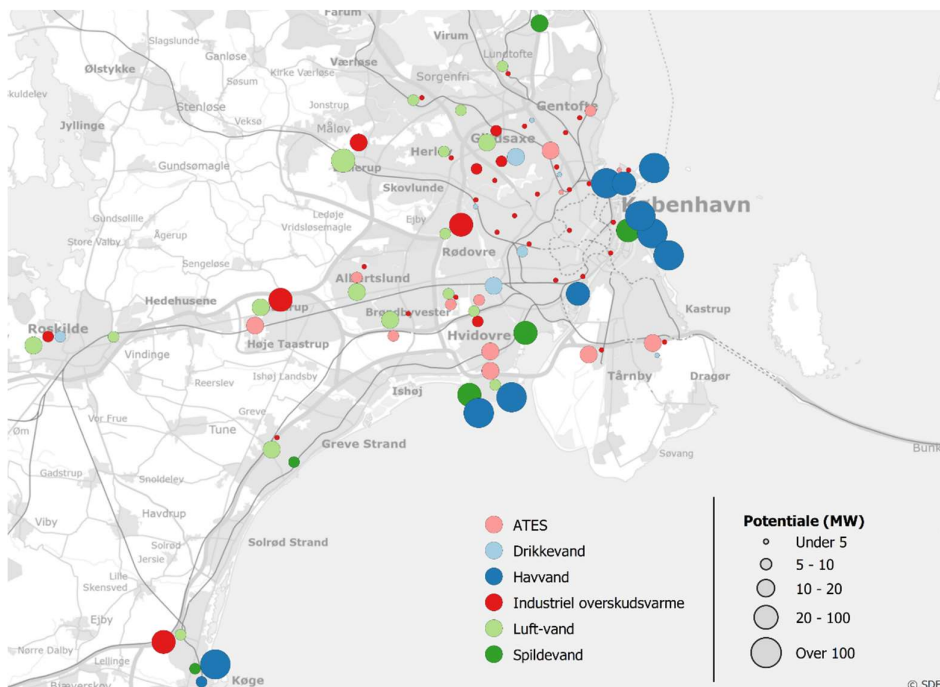
Med udgangspunkt i varmekilderne opgøres det teoretiske potentiale for store varmepumper i hovedstadsregionens varmforsyning til hele 2.100 MW i 2050. Hvis man tager højde for det tilgængelige varmegrundlag i de enkelte distributionsnet, ligger potentialet nærmere på 1200 MW.

Havvand vurderes at have et stort potentiale som varmekilde, men brug af havvand som varmekilde betegnes som en i dansk sammenhæng umoden teknologi, der først skal modnes og testes. Samtidig vil varmepumper, der anvender havvand, opleve et effektivitetstab om vinteren ved vandtemperaturer ned til 1-5 °C.

Industriel overskudsvarme, hvor varmekilden oftest har en højere temperatur som for eksempel 10-25 grader, er ofte konkurrencedygtig, men potentialet er ifølge analyserne relativt begrænset. Dog vurderes der at være et stort potentiale for overskudsvarme fra datacentre, men det er fortsat usikkert hvor mange datacentre der bliver etableret.

Spildevand som varmekilde samt luft-til-vand varmepumper (som bruger udeluft som varmekilde) har store tekniske potentialer, men for luft-varmepumper er der udfordringer med at skaffe plads til de fysisk store anlæg, hvor ude-delen støjer en hel del.

Figur 3 – Det tekniske potentiale for varmepumper i hovedstadsområdet



Muligt at sænke temperaturen

Varmepumper er mest effektive, når de skal levere varme ved relativt lave temperaturer, hvorfor det er en økonomisk fordel at placere dem så tæt på distributionsnettet som muligt. Varmepumper, der kan levere varme ved højere temperaturer, som påkrævet i transmissionsnettet, er endnu relativt dyre og uafprøvede i Danmark.

Hvis de store varmepumper skal anvendes økonomisk og teknisk optimalt, skal de altså placeres tæt på fjernvarmenettet og tæt på en varmekilde (fx overskudsvarme, grundvand, havvand eller spildevand), hvilket igen kræver, at der reserveres plads i hovedstadsområdet. Det fordrer samarbejde mellem energiplanlægning og den fysiske planlægning i kommunerne.

Man har derfor undersøgt, hvorvidt det er muligt at overgå til lavtemperatur-drift i både transmissions- og distributionsnettene.

I dag ligger fremløbstemperaturen om vinteren typisk på op til 115 °C i transmissionsnettet og maksimalt 90 °C i distributionsnettet. Ved lavtemperatur-drift sænkes temperaturen til 90 °C i transmissionsnettet og til 70 °C i distributionsnettet og i forbindelse med nybyggeri sænkes fremløbs-temperaturen yderligere. Det er vigtigt at returtemperaturerne følger med ned.

Analysen viser, at det er teknisk muligt at omlægge til lavtemperatur, og at transmissions- og distributionsnettene kan omlægges for relativt lave omkostninger. Det kræver dog en

del yderligere tekniske og hydrauliske analyser samt et intensivt samarbejde mellem fjernvarmeselskaberne, at sikre den rigtige overgang til lavtemperaturdrift.

I nyere bygninger kan man anvende lavtemperaturvarme uden at skulle foretage ændringer eller kun ganske få ændringer, mens det i ældre bygninger vil være nødvendigt at investere i opgradering af radiatorsystemer og eventuelt i efterisolering af for eksempel facade og tag. Prisen for dette er ikke undersøgt, men forventes at være høj for ældre bygninger.

At sænke temperaturen vurderes også at kunne give betydelige besparelser i varmeproduktionsomkostninger - omkring 8 pct. eller 250 mio. kr. om året. Samtidig giver lavere fremløbstemperaturer et mindre nettab; til gengæld reduceres transportkapaciteten i nettene med op til 25 pct. Det betyder, at det bliver ekstra vigtigt, at man ser en temperatur-sænkning i sammenhæng med placering af fremtidig decentral produktionskapacitet.

Det ser ikke ud til at være attraktivt at sænke temperaturen yderligere til ultralavtemperatur - 65 °C i transmissionsnettet og 50 °C i distributionsnettene, da det vil kræve massive investeringer i ledningsnet og den eksisterende bygningsmasse.

Geotermisk varme

Geotermisk varme er en stabil og velegnet varmekilde for fjernvarmen, og der vurderes at være et stort geotermisk potentiale i hovedstadsområdets undergrund. Potentialet begrænses af, hvilke mængder der kan aftages i distributionsnettene, og det udgør 6-700 MW.

Da anlæggene udnytter den geotermiske varme med varmepumper, vil de primært kunne levere varme til distributionsnet, da det vil være for dyrt at levere varme ved den høje temperatur, der er påkrævet i transmissionsnettet.

Geotermi betegnes som en investeringstung teknologi, der er forbundet med høj risiko pga. omkostninger til efterforskning og borerer dybt i undergrunden der ikke nødvendigvis giver et afkast. Der er derfor både behov for en afklaring af geotermiens rammevilkår og en plan for, hvordan man kommer i gang med at udnytte energien.

Fangst og lagring af CO₂

I hovedstadsområdet findes der samtidig store punktkilder til CO₂-fangst fra forbrænding af biomasse og affald på de store kraftvarmeværker. Hvis man fanger CO₂ fra biomasse eller fra den biogene del af affaldet og CO₂-en lagres i undergrunden medfører det negative CO₂-emissioner. Fangstprocessen kræver en del energi, hvoraf en stor del ender som overskudsvarme, der kan udnyttes i fjernvarmen.

CCS (Carbon Capture and Storage) er en investeringstung teknologi, og omkostningerne til etablering og drift af CCS er usikker. For at CCS skal kunne blive økonomisk muligt skal det belønnes at der kan trækkes CO₂ ud af røgen fra allerede CO₂ neutrale brændsler som biomasse og den biogene del af affald.

Transport af CO₂ frem til et underjordisk lager kan ske med lastbil, skib eller i rør, og selve lagringen kan ske offshore eller på landbaserede kystnære lagre. Placering og lokalisering

af tilstrækkelig CO₂-lagerkapacitet er ikke afklaret. Transport og lagring af CO₂ kan billiggøres, hvis flere anlæg får CCS, og der af den årsag etableres et rørbundet system til transport af CO₂ fra disse til efterfølgende lagring i Sjællands undergrund.

Hvis man ikke lagrer CO₂, men udnytter det til produktion af grønne brændstoffer i PtX-processer, hedder teknologien CCU (Carbon Capture and Utilization).

Power-to-X er et usikkert element

Power-to-X (PtX) er et nyt og usikkert element i planlægningen af den fremtidige fjernvarmeproduktion. Fabrikkerne skal bl.a. producere grønne brændstoffer til tung transport og fly, og derfor er efterspørgslen efter disse produkter afgørende for, om de nye anlæg overhovedet bliver etableret og hvor hurtigt. Samtidig er det usikkert, i hvilket omfang de nye brændstoffabrikker placeres i hovedstadsområdet.

Dertil kommer, at PtX-overskudsvarme kan være kraftigt fluktuerende, og det skaber behov for meget store varmelagre og/eller fleksibel backup-varmekapacitet fra for eksempel biomassekraftvarme/-kedler med CO₂-fangst.

Valget af PtX-teknologi er afgørende for, hvilken temperatur overskudsvarmen har, og om overskudsvarmeleverancen er stabil eller svingende. Første trin i produktion af grønne brændstoffer er brint-produktion via elektrolyse, hvor vand spaltes til ilt og brint. Det kræver meget energi og vil derfor drives efter, hvornår elprisen er lav.

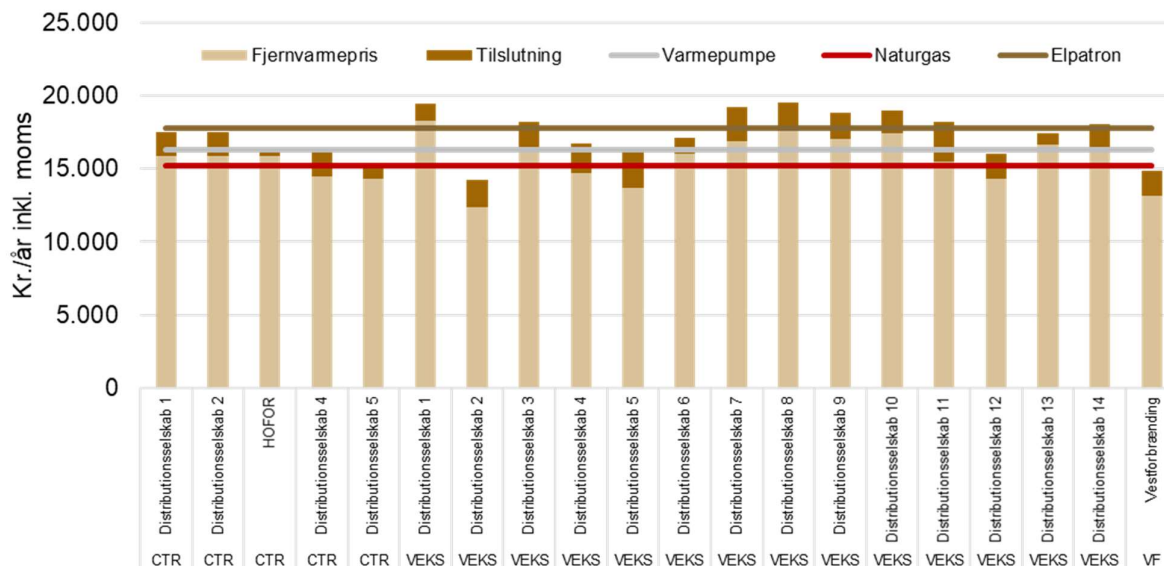
Hvis brinten bruges som udgangspunkt for produktion af e-fuels ved kombination med kvælstof eller kulstof, bliver der sandsynligvis tale om en mere jævn produktion, som giver mere stabil overskudsvarme.

Små varmepumper presser fjernvarmen

Analyserne har også set nærmere på fjernvarmens konkurrencedygtighed. I dag er det de individuelle varmepumper, der udgør den væsentligste konkurrent for fjernvarmen, og beregningerne viser, at fjernvarmen generelt er konkurrencedygtig i rækkehuse og små parcelhuse, mens der er større priskonkurrence ved store parcelhuse og større bygninger.

En sammenligning af fjernvarmeprisens konkurrencedygtighed i små parcelhuse med alternative opvarmningsformer for 20 distributionsselskaber viser store forskelle på prisniveauet, men også at de fleste af de 20 selskaber kan konkurrere direkte med varmepumperne på de årlige varmeomkostninger med nuværende prisstruktur.

Figur 4 - Fjernvarmes konkurrenceevne ved små parcelhuse



Distributionselskabernes konkurrenceevne ved små parcelhuse (118m² og 17 MWh). Svarende til et gennemsnitligt lille parcelhus (mindre end 150 m²) i hovedstadsområdet jf. DK statistik.

Analysen peger ligeledes på, at selskaberne - ud over at have konkurrencedygtige priser - også bør ændre i prisstrukturen for at blive mere konkurrencedygtig. I dag er priserne nemlig typisk bygget op med en fast pris hen over året samt en stor andel af variable omkostninger og lille andel af faste ditto.

Dette afspejler ikke de faktiske, årlige omkostninger ved at producere fjernvarmen, der er lavere om sommeren end om vinteren, og det afspejler heller ikke den faktiske fordeling mellem de faste og variable omkostninger. Dette kan give udfordringer i økonomien ved svigtende salg og medføre uhensigtsmæssige incitamenter hos kunderne.

Det er også blevet undersøgt, hvor meget fjernvarmen vil kunne udvide sin dækning i hovedstadsområdet under de nye vilkår – først og fremmest i forbindelse med, at forbrugerne vil afskaffe deres naturgasfyr.

Fremtidens fjernvarmekunder skal adresseres målrettet

Her kommer man frem til, at det samlede realistiske potentiale for konvertering, ligger på 1,05 TWh i hovedstadsområdet i 2050, hvilket svarer til et mersalg på ca. 10 pct. I tallet er inkluderet et potentielt tab grundet mindre afsætning som følge af energieffektiviseringer og tab af varmesalg til for eksempel parcelhuse, der vil investere i varmepumper eller supermarkeder, der vælger at udnytte deres egen overskudsvarme. Herudover kan der også ligge et potentielt tab i varmesalg til kunder, der vælger at supplere fjernvarmen med varmepumper eller solvarme.

Derfor påpeger analysen, at fjernvarmeselskaberne skal lægge sig i selen for at kapre nye kunder i forbindelse med nye fjernvarmeprojekter. Dette kan gøres ved at skabe de rette

prismæssige incitamenter for kunderne og ved at kommunikere klart og gå i dialog med kunderne omkring de nye projekter.

Med inspiration fra Sverige (hvor fjernvarmen er totalt konkurrenceudsat) anbefales det derfor, at selskaberne tænker i nye produkter og services, i smarte digitale kundeløsninger samt proaktivt samarbejde med kunderne om fleksibilitet, leverance af overskudsvarme, energibesparelser samt lokale boosterløsninger.

Selskaberne opfordres også til at huske at slå på fjernvarmens bløde styrker og at fremhæve fællesskabet samt at fjernvarme er en lydløs og usynlig varmforsyning, der kan udnytte mange forskellige eksisterende og fremtidige grønne energikilder.

Sektorkobling kræver fleksibelt varmesystem

En selvstændig analyse af fjernvarmens rolle som bindeled i energisystemet viser, at fjernvarmen kan være en vigtig spiller i koblingen mellem de forskellige sektorer i energisystemet i en fremtid, hvor el er den dominerende energikilde.

Fjernvarmen kan dels lagre el som varme, når elprisen er lav - og dels kan fjernvarme af-tage overskudsvarme fra CCS, der opsamler og lagrer CO₂ og fra de nye processer som PtX, der skaffer os grønne brændstoffer. Dermed kan fjernvarmen være med til at forbedre økonomien og energi-effektiviteten i disse nye teknologier.

For at være et velegnet link i sektorkobling er det vigtigt, at fjernvarmen øger sin fleksibilitet med varmelagre, fleksibelt forbrug og et flerstrengt produktionssystem.

En anden analyse har derfor netop kigget på fjernvarmens evne til at bidrage med fleksibilitet i elsystemet. Den konkluderer, at hvis varmeproduktionen bliver flerstrengt med både biomassekraftvarme eller -kedler og mange store varmepumper, vil der være mulighed for at optimere produktionen i forhold til elprisen på timebasis - og dermed bidrage med fleksibilitet i elsystemet. Dette er især vigtigt, hvis fjernvarmen også skal aftage stærkt svingende overskudsvarme-mængder fra PtX-anlæg.

Varmelagre får stor værdi

Et flerstrengt produktionsmix ses samtidigt at være robust i forhold til den langsigtede elpris og kan dermed minimere fjernvarmens investeringsrisici.

Analysen fremhæver også nødvendigheden af at etablere mange flere store varmelagre i fremtiden - enten som damvarmelagre eller i tryksatte ståltanke. Med det fremtidige produktionsmix anslås det, at det vil være rentabelt at øge varmelagerkapaciteten 3-6 gange i forhold til dagens niveau.

Det betyder, at der skal bygges cirka 8.000-24.000 MWh ny damvarmelager-kapacitet og 4.000-8.000 MWh lagerkapacitet i ståltanke på transmissionsnettet frem mod 2050. Varmelagre vil have særlig stor værdi i et energisystem som er fuld elbaseret eller i et system med meget svingende produktion på PtX-anlæggene. Udbygning af varmelagerkapaciteten forudsætter dog, at der kan findes egnede arealer i umiddelbar nærhed af fjernvarmenettet.

Scenarierne spænder fra ét yderpunkt, som er fortsat stor biomasse- og affalds-kapacitet til det andet yderpunkt, som er et fjernvarmesystem udelukkende drevet af varmepumper på el i 2050.

Imellem de to yderpunkter findes scenarier med ligelig fordeling af eldrevne varmepumper og biomasse- og affaldsværker, ét udelukkende med varmepumper og affald, samt to scenarier, hvor overskudsvarme fra PtX indgår som henholdsvis stabil og fluktuerende varmekilde, kombineret med biomasse og affaldsforbrænding.

Formålet med scenarierne har ikke været at tegne de økonomisk optimale udviklingsveje, men at vise flere forskellige udviklingsveje, der belyser konsekvenserne af de valg fjernvarmen står foran.

I alle seks scenarier produceres fjernvarme, der er CO₂-neutral eller CO₂-negativ, og det sker ved, at spids- og reservelasten omstilles til elkedler og bioolie eller biogas samt ved at der etableres CCS på minimum ét affaldsanlæg, der så kan opveje de fossile udledninger fra alle affaldsanlæg.

I 2050 er det samtidig antaget, at fjernvarmesystemet er omstillet til lavtemperaturdrift.

I alle scenarier er system- og fjernvarme-omkostninger beregnet for 2030 og 2050, og endelig er der gennemført detaljerede timebaserede system-beregninger for at se, hvordan de valgte teknologier bedst muligt spiller sammen med resten af energisystemet.

I scenarierne er det antaget, at fjernvarmeforbruget vil ligge uændret på cirka 38 PJ om året frem til 2030, mens det derefter forventes at falde cirka 7,5 pct. frem mod 2050 blandt andet på grund af energibesparelser og stigende udetemperaturer.

Robust fjernvarmesystem

Resultatet af scenariekørslerne viser meget overordnet, at fjernvarmesystemet er robust og stærkt og kan rumme en mere flerstrengt fjernvarmeforsyning, hvor nye teknologier kan indpasses.

Scenariekørslerne viser også, at de eksisterende, fossile løsninger i et vist omfang har lavere omkostninger end de grønne løsninger. En fuld omstilling af fjernvarmen med grønne løsninger er mulig, men risikerer at blive dyr, og derfor skal omstillingen ske således, at fjernvarmen kan fastholde sin konkurrencedygtighed.

Selvom fjernvarmenettet altså grundlæggende er godt rustet til at håndtere forskellige udviklinger i produktionssystemet, er der fremadrettet besparelspotentialer ved udbygning og opgradering af enkelte strækninger af fjernvarmenettet - afhængig af hvilket scenarie, der betragtes.

I scenarier med stor andel af centralt placeret produktion for eksempel i form af PtX kan der blive brug for investeringer i fjernvarmenettet for bedre at kunne udnytte varmeproduktion fra produktionslokaliteterne ved de store værker.

Forskellen i produktionssammensætningen i scenarierne giver stor forskel på fordelingen mellem central og decentral produktion. I scenarierne for 2050 produceres mellem 22 pct.

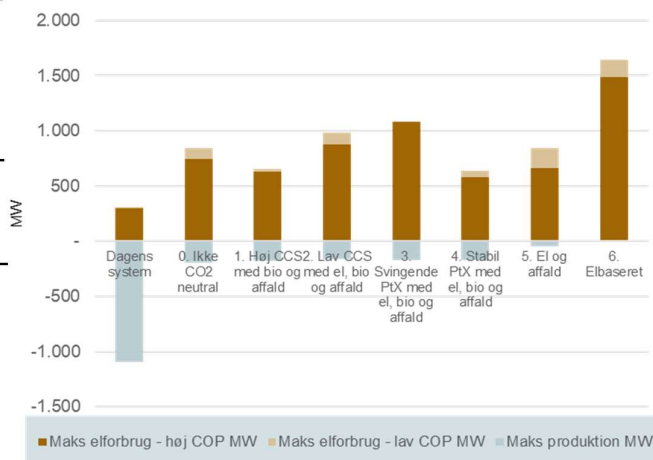
og 65 pct. af varmen decentralt i distributionsområderne.

I alle scenarier er der en andel af centralt placeret produktion. Selv i det rent elbaserede scenarie med den største andel af decentral produktion er der fortsat centralt placeret produktion på nogle af de nuværende kraftværkspladser.

I alle scenarier reduceres *elproduktions*-kapaciteten i hovedstadsområdet betragteligt, mens *elforbrugskapaciteten* øges. Det betyder større pres på forsyningssikkerheden i elsystemet og stiller krav til, at elsystemet kan håndtere det større elforbrug, hvis ikke forsyningssikkerheden skal blive udfordret for både el og varme. Fjernvarmen udvikler sig således fra at være elproducerende til i fremtiden af være elforbrugende, hvilket stiller helt nye krav til elsystemet.

Det skal derfor sikres, at elnettet og elsystemet understøtter et større elforbrug kombineret med lavere elproduktion i hovedstadsområdet.

Figur 6 - Maksimal elproduktion og forbrug i hovedstadsområdet i 2050



Biomasse kan ikke undværes

På tværs af de seks scenarier er der fire emner, som er vigtige for selskaberne, og som derfor har fået særlig opmærksomhed:

Det er udfasning kontra fortsat brug af biomasse. Den biomasse, som har været nøglen til hurtig udfasning af kul, og som selskaberne har lagt store investeringer i. Det andet emne er den fremtidige rolle for affaldsvarmen; det tredje er muligheden for etablering af CCS-anlæg, og endelig er det energiforsyningen af fremtidens spidslastværker.

Fortsat anvendelse af store mængder biomasse bliver udfordret af politikere og interesseorganisationer, som stiller spørgsmål ved tilgængeligheden af bæredygtig biomasse og ved biomassens klimaeffekt. Uagtet at den anvendte biomasse i dag er certificeret bæredygtig.

I alle scenarier reduceres biomasseanvendelsen både i 2030 og i 2050 efterhånden som andre teknologier tager over, men det konkluderes, at en forceret udfasning af biomassen inden 2030 ikke er teknisk og økonomisk mulig. Det vil dels blive meget dyrt for varmekunderne, hvis man lukkede ikke-afskrevne kraftvarmeanlæg og dels vil elforsyningssikkerheden blive udsat og man vil have svært ved at nå at opsætte alternativer.

Det fremhæves også, at biomasse giver fleksibilitet og kan levere varme i perioder med høj elpris, ligesom den bidrager til forsyningssikkerheden i kolde måneder, hvor fx havvandsvarmepumper kan have problemer med at levere varme.

Frem mod 2050 vil der - som supplement - være økonomi i at investere i få, nye biomassekedler i mellemlast, der med dagens priser ser billigere ud end investeringer i varmepumper på transmissionsniveau.

Når centrale kraftvarmeverker på biomasse skal skrotes, er det en særlig udfordring at have de nye teknologier på plads til tiden, herunder at finde egnede pladser til de mange store varmepumper det kræver.

Stort udfaldsrum for affald

I de seks scenarier er der store forskelle på affaldsforbrændingens rolle i varmeforsyningen.

I 2030 fylder affaldet stadig en hel del i de forskellige scenarier, hvor hovedstadsområdets affaldsforbrændingsanlæg forbrænder mellem 42 og 62 pct. af de samlede danske affaldsmængder og hvor affaldsmængderne forventes reduceret frem mod 2050 på grund af øget genanvendelse.

Det konkluderes, at varmesystemet frem mod 2050 godt kan klare sig med mindre affaldsvarme, men at det kræver god tid i fjernvarmeplanlægningen at få etableret alternativer. Hvis der etableres CCS på affaldsanlæg, kan varmeproduktionen øges på grund af overskudsvarme fra CO₂-fangst og dermed kan affaldsværkerne formentlig producere den samme mængde varme trods mindre affaldsmængder.

Hvis affaldsvarmeanlæggene forsat skal sikres en høj driftstid, vil det tage driftstid fra for eksempel varmepumper, ligesom store mængder overskudsvarme fra PtX-anlæg potentielt vil kunne reducere driftstimetallet på affaldsværkerne markant.

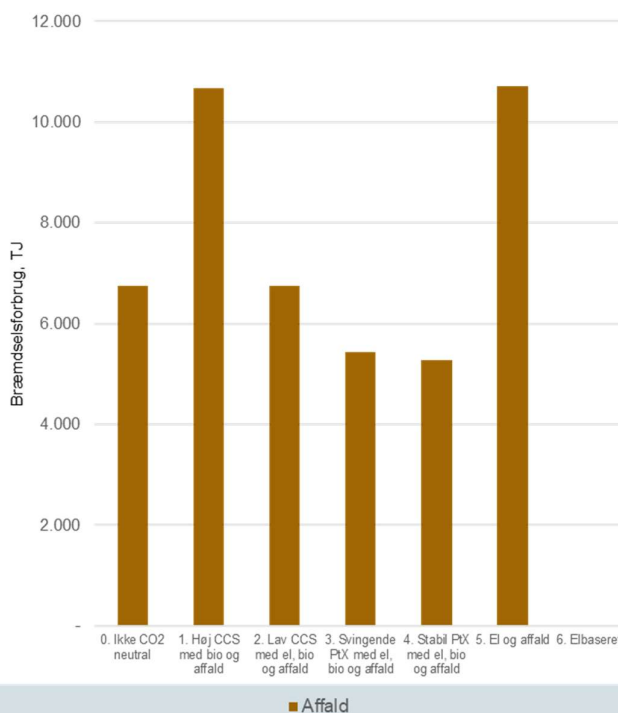
Fjernvarmen lun på CCS

CCS-anlæg på affalds- og biomasse-kraftvarmeverker åbner mulighed for, at man både kan udnytte nogle af de centrale værker til at blive CO₂-negativ, og samtidig bevare fordelene ved kraftvarmeverkerne for varme- og elsystemerne.

Ifølge scenarierne vil etablering af CCS-anlæg kunne give reduktioner på op til 2,3 mio. ton CO₂ om året i 2050 ved kraftig udrulning af teknologien. I 2030 ligger tallet på 2,6 mio. ton årligt, og her er det antaget, at der er etableret CCS-anlæg på seks affaldsove og to biomasseværker.

For at sikre bedst mulig økonomi i CCS bør det etableres på anlæg, som har et højt antal driftstimer over levetiden med størst og billigst mulige CO₂-reduktioner til følge.

Figur 7 – Affaldsenergimængder i scenarierne i 2050



Varmeforbrugets størrelse sætter dog en grænse for, hvor mange affalds- eller biomasse-anlæg med CCS, der kan opnå et stort antal driftstimer, men ifølge scenarierne kan to anlæg drives med CO₂-fangst året rundt. Etableres CO₂-fangst på yderligere tredje, fjerde og femte anlæg, bliver driftstiden lavere, hvilket vil påvirke økonomien i CO₂-fangsten på de pågældende anlæg.

Som tidligere nævnt er økonomien i CCS usikker, og i scenarierne er der regnet med, at man kan spare CO₂ prisen svarende til CO₂-kvoteprisen ved lagring af fossil CO₂, mens man ved lagring af biogent CO₂ vil kunne modtage en godtgørelse svarende til CO₂-kvoteprisen.

Kvoteprisen er dog ikke p.t. høj nok til alene at sikre en god økonomi i CCS-anlæggene, men anlæggene kan blive mere rentable ved en højere CO₂-pris. Ved en CO₂-pris på 1000 kroner pr. ton er scenariet med stor udbredelse af CCS i hovedstaden langt det billigste scenarie.

Kan spidslastværker blive CO₂-neutrale?

Spids- og reservelastværker i fjernvarmeforsyningen fyres i dag hovedsageligt med naturgas og olie; dog er der de senere år etableret enkelte elkedler, og flere er på vej.

Det vil være uforholdsmæssigt dyrt at omstille alle spids- og reservelastværker, da nogle af dem praktisk taget aldrig kører, da de kun er reserveanlæg, og CO₂-effekten derfor er minimal.

I 2050 forudsættes spids- og reservelast at bestå af elkedler og grøn gas som biogas, brint eller pyrolysegas fra gasnettet. Anvendelse af disse spids- og reservelastværker varierer meget fra scenarie til scenarie, hvor især scenarier med svingende varmeproduktion fra PtX-fabrikker har behov for meget spids- og reservelast, typisk fra elkedler og biogas.

Behovet for spidslast kan reduceres ved etablering af varmelagre og ved at reducere forbruget via afbrydelige eller fleksible varmekunder.

Anvendelse af biogas og bio-olie er dog ikke uproblematisk. Dels er ledningsgas ikke helt grøn før i 2040, og dels er bio-olie dyr og problemfyldt at lagre i længere perioder. Derfor bør man kigge på, hvordan man kan sikre, at anvendelsen af den grønne spidslast får fortrinsret frem for fossil naturgas.

Spids- og reservelast på elkedler er et skridt på vejen mod CO₂-neutralitet, men man kan risikere, at elkedlerne på kolde vinterdage med havarier vil skulle trække op til 1000 MW effekt fra elnettet, hvilket kan blive en udfordring for elforsyningssikkerheden. Derfor kan elkedler alene ikke udgøre spids- og reservelast. Der er behov for flerstrengethed og en strategi for denne.

Dét har vi lært

Tilsammen giver analyserne og de seks scenarier anledning til at konkludere således om fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet frem mod 2050:

- * De seks scenarier viser, at vi har et robust og stærkt fjernvarmesystem, som kan rumme de forskellige, nye udviklingsveje og som er klar til en flerstrengt fjernvarmeforsyning.

- * Fjernvarmekunderne skal langt mere i fokus, både de allerede eksisterende, men også de potentielle nye, da der er et samlet realistisk potentiale for udvidelse af fjernvarmen i hovedstadsområdet, svarende til et mersalg på ca. 10 pct. i forhold til i dag. Blandt andet skal fjernvarmens prisstruktur tilpasses, så den matcher den nye konkurrencesituation fra for eksempel de individuelle varmepumper, ligesom der skal udvikles og tilbydes nye produkter og services til kunderne, der matcher deres behov.
- * En fuld omstilling af fjernvarme med grønne løsninger og indfrielse af de politisk fastsatte klimamålsætninger er mulig. Den skal dog ske således, at fjernvarmen fastholder sin konkurrencedygtighed.
- * Fremtidens fjernvarmesystem vil blive sammensat af en blanding mellem central produktion på kraftværker og overskudsvarme fra CCS og PtX samt elbaserede produktionsanlæg placeret både centralt og decentralt som varmepumper og elkedler.
- * I alle scenarier reduceres elproduktionskapaciteten betragteligt, mens elforbrugskapaciteten øges. Det betyder større pres på forsyningssikkerheden i elsystemet og stiller krav til, at elsystemet kan håndtere de større mængder elforbrug.
- * Lavtemperaturdrift er muligt i både transmissionsnettene og distributionsnettene med få investeringer i ledningsnettet. Lavtemperaturfjernvarme kan give betydelige besparelser i varmeproduktionsomkostningerne, særligt ved en større grad af elektrificering.
- * Scenarier med CCS kan give betydelige CO₂-reduktioner, men teknologiomkostningerne er stadig usikre, og der er behov for stor indsats, før udbredelse af CCS er mulig. Blandt andet vil det kræve en højere betaling for CO₂ reduktion.
- * Geotermi kan blive en del af fjernvarmesystemet, når potentialer for de andre typer af varmepumper er opbrugt, eller hvis der sker en yderligere billiggørelse og risikoafdækning af geotermi.
- * Fjernvarmesystemet er i stand til at optage store mængder overskudsvarme fra PTX. Værdien af PtX-overskudsvarmen og dermed betalingsvilligheden for fjernvarmesystemet er afhængig af temperaturer, og hvor stabilt overskudsvarmen produceres.
- * Udnyttelse af overskudsvarme fra CCS kan ikke lade sig gøre på alle anlæg med fuldlast året rundt. Det vil i givet fald generere mere varme, end fjernvarmesystemet kan anvende for eksempel i sommerperioden. Det er væsentligt, at det er de økonomisk mest fornuftige projekter, der sættes i værk først.
- * Fleksibiliteten i fjernvarmesystemet skal øges for at kunne håndtere de mange variationer i varmeproduktionen. Dette kan bl.a. ske ved at etablere flere varmelagre, mere digitaliseret styring og i form af fleksibelt og intelligent, afbrydeligt varmeforbrug hos kunderne.
- * Rigtig placering af fremtidens produktionsanlæg og varmelagre er afgørende for økonomien i den fortsatte grønne omstilling og fjernvarmens fortsatte konkurrenceevne. Det kræver tæt samspil mellem varmeselskaber og den fysiske planlægning i kommunerne samt med ejere af kraftværkspladser.
- * Når kraftvarmeværkerne er udtjente og skal skrottes, skal de nye teknologier være klar.

Det kræver en velplanlagt overgangsfase for at holde omkostningerne nede, og det bliver nødvendigt at investere i nye varmekilder på forkant.

Den nærmeste fremtid

For de fleste er en tidshorisont frem til 2050, altså knap 30 år, overvældende lang. Derfor er der også et par anbefalinger til, hvordan selskaberne skal forholde sig på den kortere bane frem mod 2025 og 2030, hvor der findes selvstændige mål for CO₂-neutralitet - blandt andet i Københavns Kommune:

Fjernvarmen bør allerede i 2025 og i 2030 se på investeringer og foretage valg, der kan supplere det eksisterende system med et fleksibelt og flerstrengt varmesystem, der kan spille sammen med elsystemet. Det kan indeholde flere varmepumper, elkedler og bæredygtig biogas som et overgangsbrændsel til spidslast.

At nå målet om CO₂-neutralitet for fjernvarmen i 2025 er muligt, men det vil kræve supplerende tiltag. CO₂-udledningen stammer fra den fossile del af affaldet, fra elforbruget til varmepumper og elkedler samt fra spids- og reservelastværkerne på naturgas.

Skal CO₂-neutralitet realiseres i 2025, kræver det, at der etableres et velfungerende CCS-anlæg på et affaldsforbrændingsanlæg i hovedstadsområdet. Længst fremme er et pilotprojekt på ARC, som parterne følger nøje i det såkaldte C4-samarbejde.

Det vil ligeledes kræve, at den fossile del af elforbruget kompenseres, og at de spidslastanlæg, som er ombygget til VE-brændsler, får fortrinsret og placeres strategisk rigtigt, således at fossilt fyrede spidslastværker kun sættes ind i ekstraordinære havari-situationer.

Hvis CCS bliver udbredt i 2030, vil denne teknologi kunne give CO₂-neutralitet eller negative emissioner på op til 2,6 mio. ton CO₂ i 2030.

Det er usikkert, hvor meget PtX der vil være i 2030, da en større udbredelse nok først sker herefter. Der er god økonomi i op til 115 MW overskudsvarmepumper frem mod 2030, og beregningerne viser, at overskudsvarmen er konkurrencedygtig med eksisterende kapacitet, selvom udnyttelsen kræver investeringer. Derudover kan udnyttelse af varme fra datacentre blive en mulighed.

De næste skridt

Det anbefales at man i eget regi arbejder videre med analyser af energisystemets udvikling; med at udvikle omkostningsægte tariffer, der giver de rigtige prissignaler for kunderne og med udvikling af CCS i hovedstaden.

Man skal i dialog med kommunerne i hovedstadsområdet om at sikre fremtidige arealer til de nye produktionsanlæg og i gang med et samarbejde med Energinet om, hvordan man sikrer forsyningssikkerheden i det overordnede el-transmissionsnet i takt med at fjernvarmeproduktionen og andre sektorer bliver mere og mere elbaserede.

Man bør også udarbejde en roadmap for indførelse af lavtemperaturvarme i samarbejde med distributionsselskaberne, og så skal varmeselskaberne sammen udvikle nye modeller, der kan favne nye varmekilder, varmelagre og fleksibilitet i forbruget og udnytte disse på den mest optimale måde.

Og sidst - men ikke mindst - lover selskaberne at følge og påvirke en fremtidig regulering af varmeområdet, så omstillingen til et grønt, fleksibelt og flerstrengt system holder et højt tempo - uden at blive for dyr for kunderne.