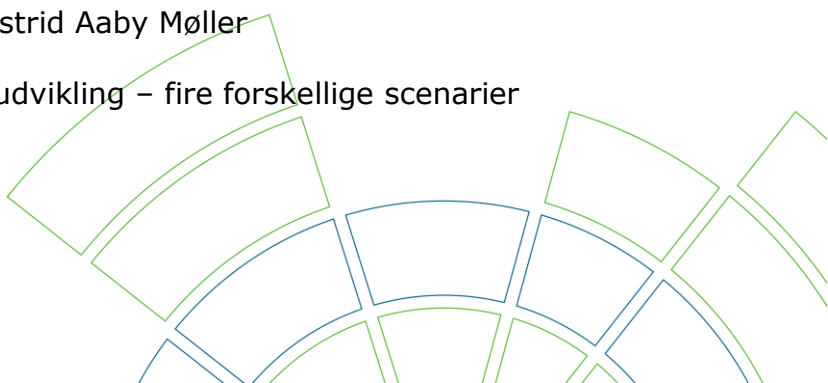

Scenarier til kraftvarmeundersøgelse

Grøn Energi har afdækket sammensætning af elproduktion og de decentrale kraftvarmeværkers rolle i el- og varmesystemet i 4 fremtids-scenarier. De 4 scenarier er "Europæisk El-mangel", "El-import", "Kulstop" og "Konkurrence på lige vilkår".

Grøn Energi



Dato: 05.11.2013
Udarbejdet af: Paul Frederik Bach
Kontrolleret af: Kim Clausen og Astrid Aaby Møller
Godkendt af: Jesper Koch
Beskrivelse: Energisystemets udvikling – fire forskellige scenarier
Kontakt: Gronenergi.org

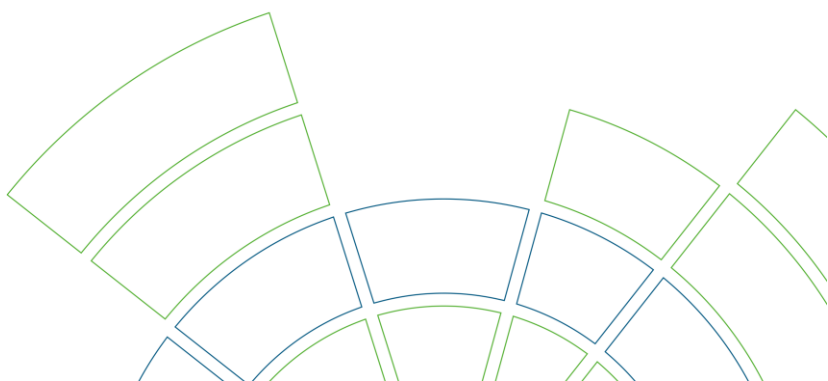


Opsummering

- Den voksende produktion af vindkraft i Danmark medfører faldende produktion af el fra kraftvarmeværker. Indtil nu er det især gået ud over de decentrale kraftvarmeværker.
- Med 50 % vindenergi og 4 % solenergi i 2020 bliver det en udfordring at dække de resterende 46 % af det traditionelle elforbrug på anden måde samtidig med en effektiv produktion af fjernvarme til dækning af cirka halvdelen af landets behov for rumopvarmning.
- De 4 scenarier viser, at kraftvarmens infrastruktur kan udvikle sig tilfældigt og i værste fald meget uheldigt, medmindre sektorens rammer styres således, at en afbalanceret kapacitet kan opretholdes.
- Der skal skaffes enten dansk eller udenlandsk reservekapacitet for det meste af vindkraften til sikring af stabil elforsyning. Importeret el vil ikke nødvendigvis være mere miljøvenlig end dansk produceret el.
- Kraftvarmesystemerne kan nyttiggøre overløb fra vindkraften og levere en stor del af de nødvendige reserver til elsystemet. Forudsætningen for denne fleksibilitet er en vis overkapacitet i forhold til, hvad der er nødvendigt til dækning af varmebehovet uden pres fra vindkraften på el-siden.
- I det scenario, hvor den installerede effekt er lavest i Danmark ("El-import"), er der praktisk taget ikke ledig kapacitet om vinteren i Danmark og kun meget ringe fleksibilitet, hvorfor ikke bare reserveeffekt, men også flere systemtjenester må anskaffes uden for landets grænser. Energinet.dk bruger i dag ca. 1 milliard DKK om året på indkøb af systemtjenester.
- En overordnet styring af den centrale og decentrale kraftvarmekapacitet i Danmark vil kun være mulig ved at indføre kapacitetsbetalinger, som skal være afstemt med udviklingen af tilsvarende ordninger i vores nabolande.

Indhold

Indledning.....	3
Scenario 1:"Europæisk el-mangel"	4
Scenario 2:"El-import"	6
Scenario 3:"Kulstop"	7
Scenario 4:"Konkurrence på lige vilkår"	8
Oversigt over scenarierne.....	10
Driftsmæssig fleksibilitet	11
Data til kvantitative analyser	15
Resultater af kvantitative analyser	16



Indledning

Her følger 4 historier for energisystemet, som er skrevet i 2020. De skal sandsynliggøre, at tilfældigheder kan skabe vidt forskellige rammer for danske kraftvarmeværker på bare 7 år.

Scenarieundersøgelser munder normalt ud i et strategisk oplæg til de berørte virksomheder. Der er imidlertid ikke meget, som danske kraftvarmeværker kan stille op i forhold til de rammer, som fastlægges politisk i EU og på Christiansborg.

De to ejere af store kraftværker i Danmark, DONG Energy og Vattenfall, synes at være interesserede i at komme ud af dette forretningsområde. De ser ikke termiske kraftværker som lønsomme eller som en del af den energipolitiske fremtid. Derfor er det interessant, at se mulighederne for andre kraftvarmeværker, hvilket de fire scenarier herunder gerne skal bidrage til.

Scenarierne forudsætter, at udbygningen af vindkraft i Danmark indtil 2020 følger de allerede vedtagne planer. Det betyder faldende produktion og især ringere benyttelsestid for de termiske kraftværker. Det betyder alt andet lige også faldende indtægter og økonomiske problemer.

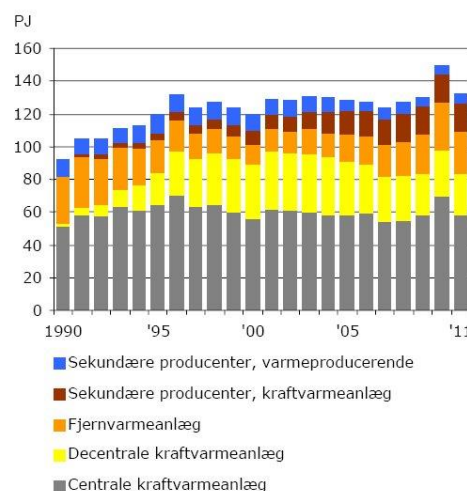
Kraftvarmeproduktionens hidtidige udvikling vises med en figur fra Energistyrelsens "Energistatistik 2011" (til højre). Den decentrale kraftvarme voksede gennem 90'erne til ca. 40 PJ om året, men er senere faldet til omkring det halve. Det store spørgsmål er, hvor meget kraftvarmeproduktion, der vil være tilbage i 2020.

Den danske indflydelse på de internationale rammer er ringe. I 1990'erne blev der etableret adskillige nye kraftvarmesystemer, som ikke var lønsomme. Derfor er der nu en anledning til, at diskutere nye langsigtede mål for kraftvarmen i Danmark og regulere de danske rammer i forhold til disse mål.

For mange decentrale værker er bindingen til naturgas en afgørende begrænsning. De kan udvikle deres fleksibilitet i elmarkederne med varmelagre, elkedler og varmepumper, men vil det være nok til overlevelse på langt sigt?

Vilkårene for kraftvarmeproduktion vil være meget forskellige i de 4 scenarier. Der beregnes nogle nøgletal for de enkelte scenarier, og kraftvarmeværkernes driftsforhold belyses grafisk med januar måned som eksempel.

Fjernvarmeproduktion fordelt efter produktionsanlæg



Figur 1 Fjernvarmeproduktion fordelt efter produktionsanlæg fra Energistyrelsens Energistatistik 2011.



Figur 2 Elproduktion fra vind og sol i januar 2020.

Energiproduktionen i 2020 fra den ikke-styrbare produktion sammensættes af 6,5 TWh fra landmøller, 10,9 TWh fra offshore møller og 1,1 TWh fra solceller (1.000 MW), i alt 54 % af det traditionelle elforbrug. Årets højeste værdi i modellen er 6.067 MW den 6. april.

I det følgende beskrives scenarierne med vægt på, hvilke kræfter der er styrende for udviklingen i de enkelte scenarier, og hvilke konsekvenser der kan forventes for hhv. centrale og decentrale kraftvarmeværker i Danmark.

Scenario 1: "Europæisk el-mangel"

Ulykken på det svenske atomkraftværk Ringhals i sommeren 2014 medførte en omgående nedlukning af alle svenske kernekraftværker. Trods rationering af el i Sverige og import fra kontinentet blev vandmagasinerne i Norge og Sverige tappet langt hurtigere end normalt. Markedspriserne på el stabiliseredes i løbet af vinteren på et meget højt niveau.

Samtidigt voksede kravene om en hurtigere afvikling af kernekraft i Tyskland og England, ja selv i Frankrig fik kernekraftmodstanden et omfang, som medførte en indledende afvikling af kernekraften.

I Sverige blev der bygget gas- og biomassefyrede kraftværker til delvis erstatning for kernekraften. Manglende infrastruktur til brændselsforsyning i dette format begrænsede dog udbygningstakten.

Et område på den svenske vestkyst forsynes med naturgas fra Danmark. Her bruges knap 50 PJ om året. Det danske forbrug af naturgas er ca. 150 PJ om året. Hvis den svenske kernekraft skulle erstattes med gasfyrede CCGT anlæg, ville det kræve mellem 350 og 400 PJ om året. Sverige har derfor indledt opbygningen af et transmissionsnet til gas baseret på import fra Rusland. Projektet forventes driftsklart omkring 2025.

Den forcerede drift med kul- og gasfyrede kraftværker medførte højere brændselspriser og især meget højere priser på CO₂-kvoter. Trods modstand mod udvinding af skifergas i Europa blev denne teknologi taget i brug flere steder. Desuden importeres LPG fra USA.

I flere lande blev enkelte vindmølleparker fremrykket, og reglerne for solcelleanlæg blev lempet. Sammen med det øgede pres på vandkraftsystemerne gav det en øget efterspørgsel efter balanceringsydelse med flere driftstimer for de mest fleksible anlæg.

Transit af el overlejret med variationer i den vedvarende energi medførte en hård belastning af transmissionsnettet for el og af udlandsforbindelserne med flere kritiske episoder.

Efterspørgslen på el i Europa gav både centrale og decentrale danske kraftværker vind i sejlene. Lokale kraftvarmeanlæg blev renoveret og opgraderet. Det blev lønsomt at indrette decentrale værker med øget fleksibilitet i forhold til elmarkedet. Dog var udbygningen med store varmepumper beskeden på grund af de høje elpriser.

2020		"El-mangel"
<i>Grundlastanlæg</i>		
Installeret	MW	4.890
Varmebehov	PJ/år	69
Elpatroner	MW	200
Varmepumper	MW	100
Lager	GWh	10
<i>Decentrale anlæg</i>		
Installeret	MW	1.800
Varmebehov	PJ/år	32
Elpatroner	MW	400
Varmepumper	MW	100
Lager	GWh	40

Figur 3 Forudsætninger for scenario 1.

Det højere prisniveau for el på en gros markedet viste sig også i regningerne til elforbrugerne, hvorimod varmepriserne kunne holdes nogenlunde i ro.

Der forventes ikke bygget nye termiske kraftværker i Danmark, men kraftværksbestanden i 2013 forudsættes opretholdt, vedligeholdt og bemanded. Det indebærer ca. 4.900 MW store og små kraftvarmeværker til grundlast, ca. 1.800 MW fleksible kraftvarmeværker og ca. 6.000 MW vindkraft og solceller. På kraftvarmeværkerne blev der indtil 2020 installeret ca. 600 MW elpatroner.

Med den forudsatte bestand af kraftværker er der gode muligheder for at dække el-behovet i en vintermåned i 2020.

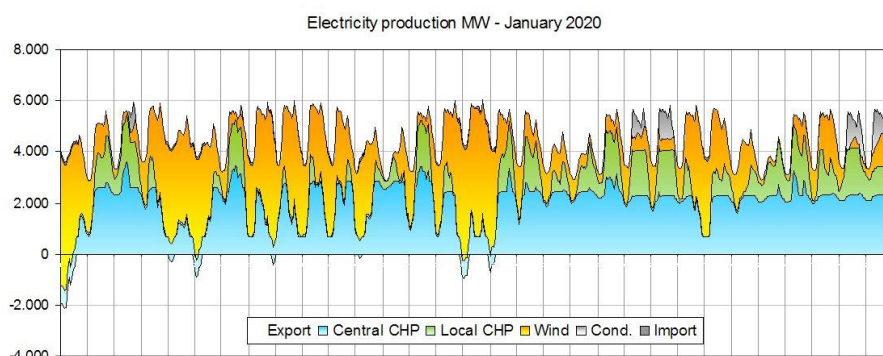
El-overløb og kondensproduktion har beskedent omfang i denne måned.

Forsyningen til kraftvarmeområderne ser mindre harmonisk ud. I månedens første halvdel leveres meget varme fra spidslastanlæg, fordi den vedvarende energi fortrænger både lokal og central kraftvarmeproduktion. En større bestand af varmepumper kunne reducere produktionen på spidslastanlæggene tilsvarende. Varmepumperne på decentrale værker opnår en gennemsnitlig benyttelsestid på omkring 3.900 timer, men med flere varmepumper vil den blive lavere.

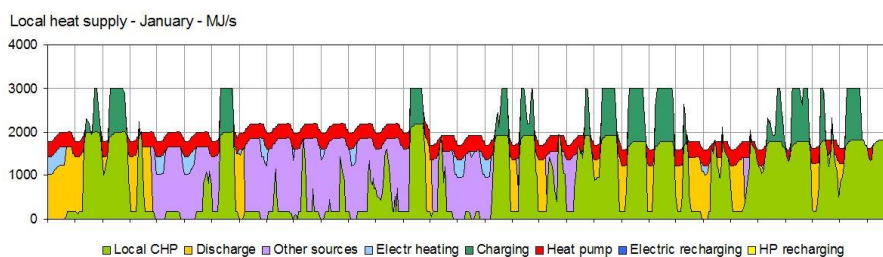
For varmelagrene er opladningskapaciteten flaskehals, så i dette tilfælde hjælper det ikke meget at øge lagerkapaciteten.

For hele året produceres 75 PJ varme som kraftvarme. Det er næsten status quo i forhold til 2011.

På el-siden findes et samlet el-overløb på ca. 1.200 GWh med en højeste værdi på ca. 2.900 MW.



Figur 4 Elproduktion i januar 2020 ved scenario 1.



Figur 5 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 1.

2020		"El-mangel"
Varmebehov	TJ	101.000
Kraftvarme	TJ	75.201
Varmepumper	TJ	8.125
El-patroner	TJ	2.542
Spidslastanlæg	TJ	15.001
El importeret	GWh	1
Max import	MW	384
El overløb	GWh	1.192
Max eksport	MW	2.863

Figur 6 Produktionsresultater for hele 2020 ved scenario 1.

Scenario 2: "El-import"

Den øgede indsats af vedvarende energi i Nordeuropa medførte sammen med et øget udbud af naturgas fra 2015 en faldende tendens på priserne på gas og kul. Samtidigt var priserne på biobrændsel stabiliseret.

Den vedvarende energi og kraftværkernes lavere variable omkostninger slog igennem på spotmarkederne for el, hvorved kraftværkernes indtjening kom under pres. Med stabil efterspørgsel efter el blev der ikke solgt flere CO₂-kvoter, og kvotepriserne faldt yderligere.

Den danske regering lagde vægt på, at fastholde niveauet for forbrugerpriser på el og varme. Det skete ved hjælp af afgiftsforhøjelser.

De lave elpriser ramte kraftværkerne meget forskelligt i de forskellige lande. I lande med kapacitetsmarkeder og med veludviklede markeder for systemydelser kunne kraftværkerne holdes i drift på dette grundlag.

Danmark stod fast på ikke at ville indføre nogen kapacitetsordning. DONG Energy lukkede de fleste af sine kraftvarmeværker og blev siden overtaget af E.ON, som dermed fik en stærk position i europæisk vindkraft.

Efter grundbeløbets bortfald gik de decentrale kraftvarmeværker over til ren varmeproduktion med naturgas kombineret med store varmepumper og elkedler.

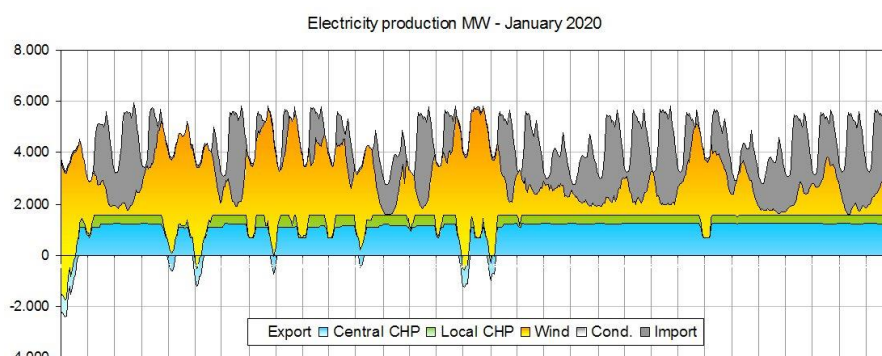
Da Danmark ikke havde regulerbar kapacitet, som kunne udfylde hullerne i profilen fra sol og vind, måtte der abonneres på reserveeffekt fra udlandet. På grund af de kostbare kapacitetsordninger, var nabolandene meget bevidste om at holde sig skadesløse for leverancer til Danmark.

For hele året produceres 41 PJ varme som kraftvarme. Det er en halvering i forhold til 2011.

På el-siden findes et samlet el-overløb på ca. 1.800 GWh med en højeste værdi på ca. 3.100 MW. Der er behov for at få leveret ca. 8.200 GWh (ca. 20 % af det årlige elforbrug) fra udlandet med en højeste værdi på ca. 4.300 MW.

2020		"El-import"
Grundlastanlæg		
Installeret	MW	1324
Varmebehov	PJ/år	39
Elpatroner	MW	100
Varmepumper	MW	100
Lager	GWh	10
Decentrale anlæg		
Installeret	MW	500
Varmebehov	PJ/år	10
Elpatroner	MW	200
Varmepumper	MW	100
Lager	GWh	10

Figur 7 Forudsætninger ved scenario 2



Figur 8 Elproduktion i januar 2020 ved scenario 2

2020		"El-import"
Varmebehov	TJ	101.000
Kraftvarme	TJ	40.877
Varmepumper	TJ	4.017
El-patroner	TJ	669
Spidslastanlæg	TJ	55.431
El importeret	GWh	8.220
Max import	MW	4.343
El overløb	GWh	1.814
Max eksport	MW	3.072

Figur 9 Produktionsresultater for hele 2020 ved scenario 2.

Dette scenario er teknisk muligt, men det har i praksis ingen muligheder for regulering af el-udveksling med udlandet. Scenariet stiller større krav end nogle af de andre scenarier til både importkapacitet og eksportkapacitet. I dette scenario er danske muligheder for at opfylde internationale aftaler om driftsreserver og for at handle i de internationale markeder stærkt begrænsede.

Scenario 3: "Kulstop"

I flere europæiske lande voksede presset for at få afviklet brugen af kul til elproduktion. Der blev tegnet stadig stærkere billeder af kulsvineriet i medierne, så det kunne udnyttes til politiske formål. Med sine udtalelser om kulfyring sluttede præsident Obama sig til koret.

Et stabilt udbud af naturgas gjorde en begrænsning af kulfyringen realistisk. Der opnåedes enighed i EU om styringen af kvotemarkedet for CO₂, så priserne nærmede sig det ønskede leje. Dette pressede de kulfyrede kraftværker i hele EU og medførte stigende priser på naturgas og biobrændsel.

Danske politikere ønskede at gribe muligheden for at være foregangsmænd i kulfyringens afvikling. Det skete ved inddragelse af tilladelser til at anvende kul, så al kulfyring i Danmark kunne afvikles endeligt i 2018.

En del centrale kraftværker i Danmark blev taget ud af drift, mens andre blev omlagt til gas, biomasse, flis og halm. I nogle af de store byområder blev forpligtelsen til levering af fjernvarme opfyldt af mindre enheder, fyret med gas eller biomasse, og ofte placeret forskellige steder i de store fjernvarmenet.

Dermed blev kraftvarmeforsyningen mere decentral.

En del mindre fjernvarmenet blev koblet sammen med mulighed for mere rationel og fleksibel drift af de berørte decentrale værker.

Elforsyningssystemet i Danmark

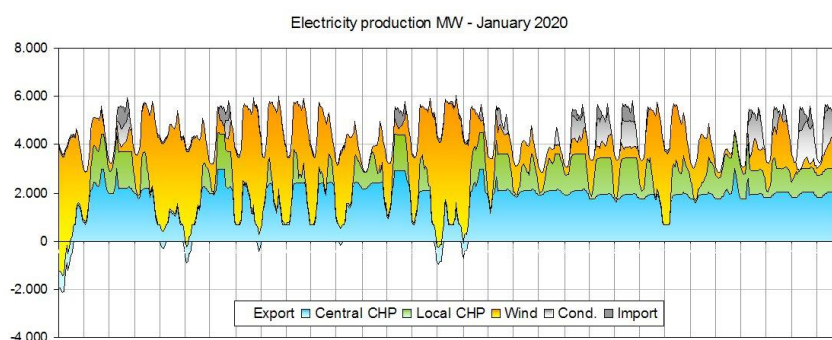
består derefter af ca. 5.000 MW kraftvarme foruden vindmøller og solceller.

Det er lidt lavere produktionskapacitet end i "El-mangel", men alligevel med rimeligt god dækning af el-behovet i januar.

Da Danmark ligger centralt i det europæiske elmarked, er det ikke noget problem at købe balanceringsydelser og andre nødvendige systemtjenester.

2020		"Kulstop"
<i>Grundlastanlæg</i>		
Installeret	MW	3520
Varmebehov	PJ/år	59
Elpatroner	MW	200
Vardepumper	MW	100
Lager	GWh	10
<i>Decentrale anlæg</i>		
Installeret	MW	1500
Varmebehov	PJ/år	30
Elpatroner	MW	400
Vardepumper	MW	100
Lager	GWh	40

Figur 10 Forudsætninger for scenario 3.



Figur 11 Elproduktion i januar 2020 ved scenario 3.

For hele året produceres 69 PJ varme som kraftvarme.

På el-siden findes et samlet el-overløb på ca. 1.300 GWh med en højeste værdi på ca. 2.900 MW. Der er kun begrænset behov for leverancer fra udlandet med en højeste værdi på ca. 1.700 MW.

Der er egentlig ikke andet specielt ved dette scenario end brændselsvalget og de deraf afledte praktiske, miljømæssige og økonomiske konsekvenser.

2020		"Kul-stop"
Varmebehov	TJ	101.000
Kraftvarme	TJ	69.341
Varmpumper	TJ	7.086
El-patroner	TJ	2.382
Spidslastanlæg	TJ	22.096

Figur 12 Produktionsresultater fra scenario 3

2020		"Kul-stop"
El importeret	GWh	365
Max import	MW	1.741
El overløb	GWh	1.258
Max eksport	MW	2.863

Figur 13 Produktionsresultater fra scenario 3

Scenario 4: "Konkurrence på lige vilkår"

Efterhånden som kapacitetsproblemerne på elmarkedet blev åbenbare forskellige steder i Europa, indførte flere regeringer forskellige kapacitetsordninger, enten som et regulært kapacitetsmarked eller på anden måde. Det betød i alle tilfælde øgede udgifter for elforbrugerne.

Således måtte Tyskland indføre et kapacitetsmarked i 2016.

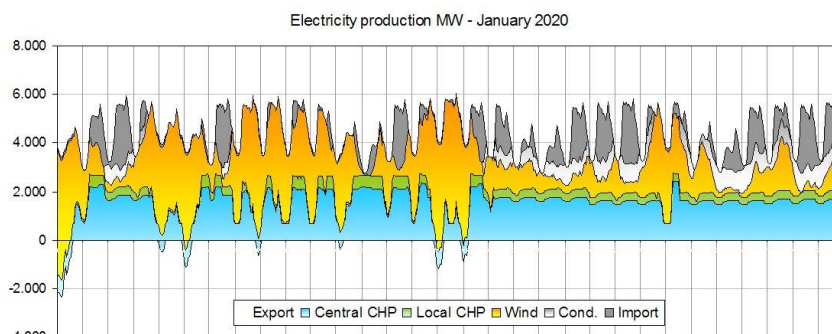
I Danmark havde Energinet.dk lagt sig fast på at undgå denne merudgift. Det betød sammen med afviklingen af grundbeløbet for decentral kraftvarme, at danske kraftværker i stigende grad blev udsat for en konkurrence, som de ikke ville kunne overleve.

2020		"Konkurrence på lige vilkår"
Centralt		
Installeret	MW	2628
Varmebehov	PJ/år	49
Elpatroner	MW	200
Lager	GWh	10
Decentralt		
Installeret	MW	500
Varmebehov	PJ/år	10
Elpatroner	MW	200
Varmpumper	MW	100
Lager	GWh	10

Figur 14 Forudsætninger for scenario 4

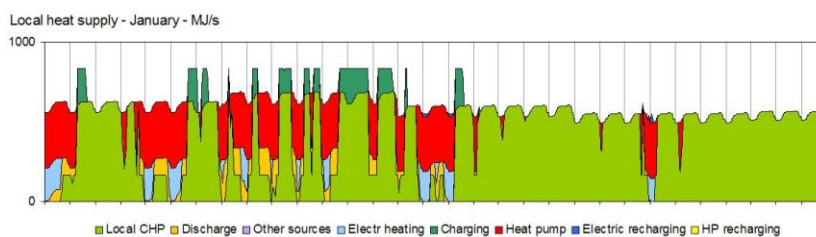
I 2015 klagede Dansk Energi til EU over de ulige konkurrencevilkår. EU's konkurrencedirektorat undersøgte sagen. I 2019 udsendtes et direktiv om et fælles europæisk kapacitetsmarked på el-området med EU-udbud af al kapacitet til elproduktion.

Direktivet var først og fremmest til fordel for de store danske kraftværker, som kunne holdes i drift på de samlede indtægter fra elmarkedet, varmeforsyning, garanteret kapacitet og systemydelse. Billige CO₂-kvoter var også til fordel for de store værker.



Figur 15 Elproduktion i januar 2020 ved scenario 4

Nogle decentrale kraftværker dannede puljer for at kunne deltage i de internationale konkurrencer. Det var en styrke for de decentrale værker, at de kunne levere den efterspurgte fleksibilitet, men det var en begrænsning, at de ikke kunne levere fuld grundlast året rundt.



Figur 16 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 4

De danske gasselskaber fastholdt de små værkers binding til brug af naturgas. Da gennemsnitspriserne i elmarkedet var ret lave, måtte mange små kraftvarmeværker give op, så der kun var omkring 500 MW tilbage.

Den samlede kapacitet på ca. 3.100 MW styrbar kapacitet viser sig at være utilstrækkelig til at sikre balance i de danske elnet. Figuren viser, at der er mulighed for nogen afhjælpning med kondens-produktion.

Varmebehovet hos de decentrale kraftvarmeværker dækkes tilsyneladende fint helt uden brug af spidslastanlæg. Det skal bare tages i betragtning, at der ikke er ret meget tilbage af den decentrale kraftvarme, og at de 100 MW varmepumper og 200 MW el-patroner ser ud til at dække perfekt i netop denne kombination. Det skal dog bemærkes, at den gennemsnitlige benyttelsestid kun bliver ca. 2.100 timer for varmepumperne og ca. 500 timer for el-patronerne.

2020		"Konkurrence på lige vilkår"
Varmebehov	TJ	101.000
Kraftvarme	TJ	50.290
Varmpumper	TJ	5.007
Elpatroner	TJ	1.108
Spidslastanlæg	TJ	44.566
El importeret	GWh	2.758
Max import	MW	3.106
El overløb	GWh	1.670
Max eksport	MW	2.863

Figur 17 Produktionsresultater ved scenario 4.

For hele året produceres 50 PJ varme som kraftvarme.

Oversigt over scenarierne

Det er svært at sammenligne de 4 meget forskellige situationer. Som udgangspunkt er taget danske centrale og decentrale kraftvarmesystemer med et samlet varmebehov på 101 PJ om året.

Nogle kraftvarmeværker lukkes, men der skal alligevel leveres fjernvarme i de pågældende områder. Den produktion, som ikke kan dækkes med kraftvarme, varme-pumper og el-patroner flyttes over i en kategori med betegnelsen "spidslastanlæg".

Ifølge Energistyrelsens figur (Figur 1) har den samlede produktion af fjernvarme fra kraftvarmeanlæg enkelte år været oppe i nærheden af 100 PJ. I de 4 scenarier dækker kraftvarmen i 2020 fra 41 til 75 PJ.

Det har været fremme i den offentlige debat, at kraftvarmen kan være på vej ud af de danske energisystemer.

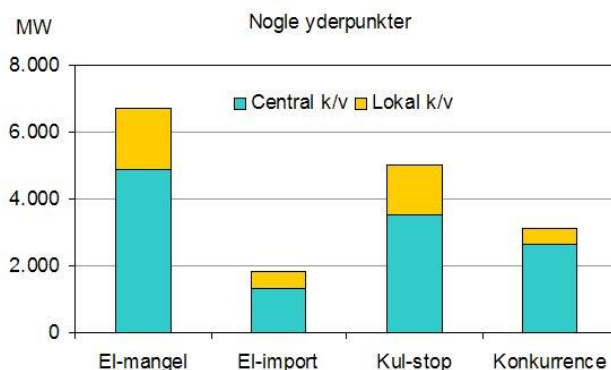
Med de forudsætninger, som gælder i øjeblikket, kan dansk kraftvarme i 2020 være tilbage på et niveau fra før 1990.

Den termiske elproduktion varierer mellem 10 og 18 TWh i de 4 scenarier.

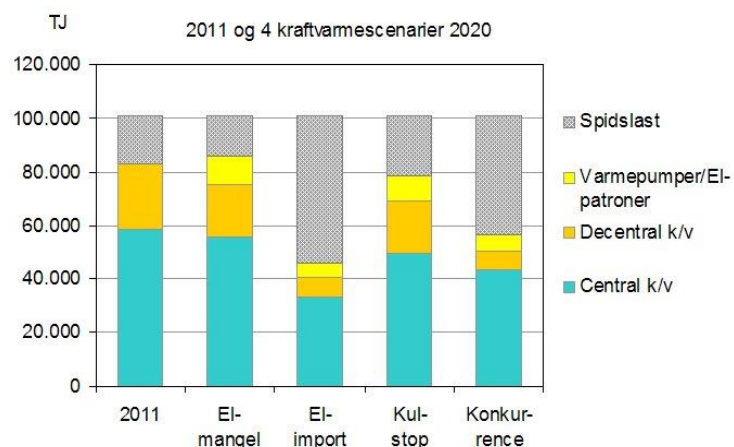
Den rene kraftvarmeproduktion er 6,8 TWh i import-scenariet og 12,5 TWh i scenariet med europæisk elmangel.

Tabt kraftvarmeproduktion medfører desuden en forringelse af den samlede (energi)effektivitet i energisystemet.

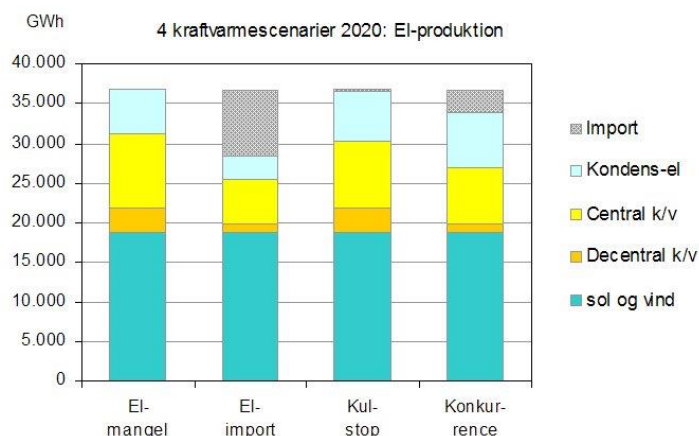
Kondens-produktionen varierer mellem 3 og 7 TWh.



Figur 18 Elkapacitet ved de fire scenarier.



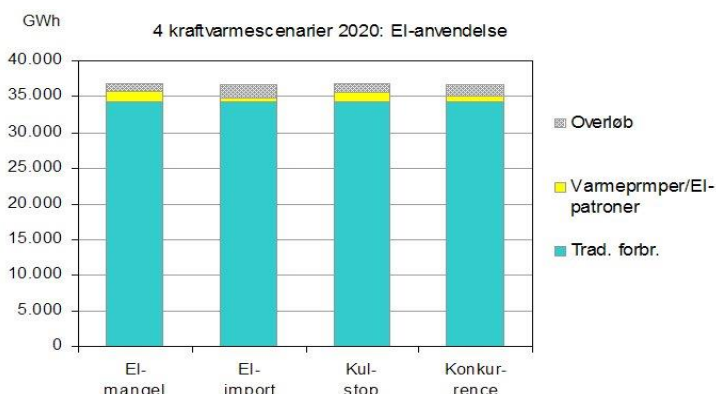
Figur 19 Varmeproduktion ved de fire scenarier fordelt på forskellige enheder.



Figur 20 Elproduktion ved de fire scenarier fordelt på forskellige enheder og import.

Det samlede el-forbrug er nogenlunde den samme i alle 4 scenarier.

Det traditionelle elforbrug dominerer billedet. Her er det alligevel valgt at vise hele skalaen for at illustrere størrelsesordenene.



Figur 21 Elforbrug inddelt i traditionelt forbrug, varmepumper/elkedler og overløb

Driftsmæssig fleksibilitet

Der kan tænkes mange forskellige driftskombinationer, og simuleringssprogrammet skal være forberedt til det hele. Her vil vi bruge energilagrenes tilstand i januar som udgangspunkt for en vurdering af den driftsmæssige fleksibilitet i de fire scenarier.

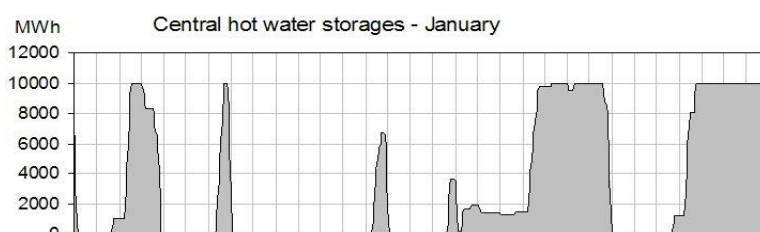
Europæisk el-mangel:

Varmelagrene ved de centrale værker tømmes og fyldes flere gange i løbet af januar.

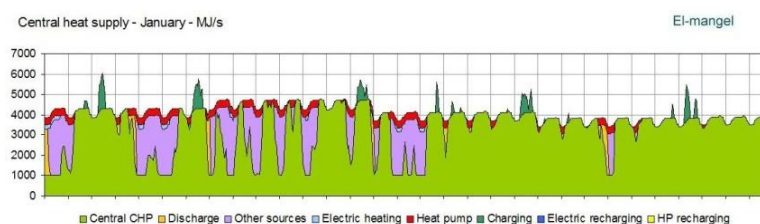
Varmeproduktionens sammensætning viser en betydelig varmeproduktion på spidslastkedler i den første del af måneden, hvor vindkraftens produktion er høj.

Selv om varmelagrene anvendes aktivt, er fleksibiliteten ringe i forhold til den samlede varmeproduktion. Opladning med kraftvarme foregår i de mørkegrønne spidser. De gule områder viser afladningen af varmelagre, hvilket i figur 23 er en meget lille andel.

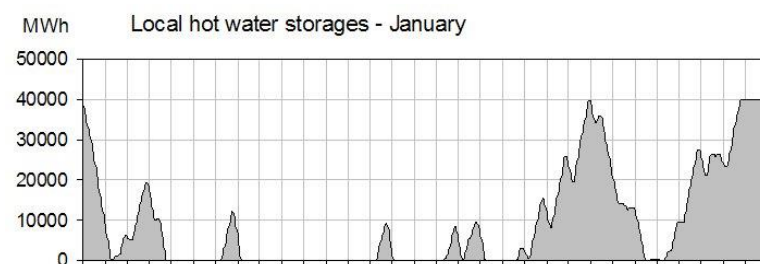
Måske kunne en større varmelagerkapacitet end de 10 GWh have været nyttig. Det skal dog tages i betragtning,



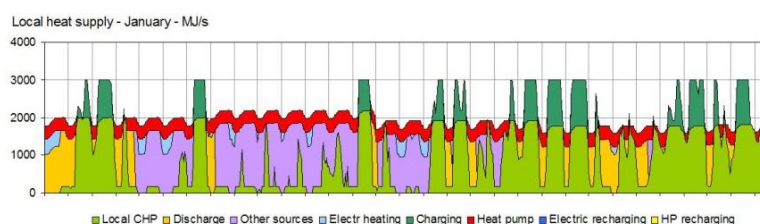
Figur 22 Energiindhold i centrale lagre i januar 2020 ved scenario 1.



Figur 23 Central varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 1.



Figur 24 Energiindhold i decentrale lagre i januar 2020 ved scenario 1.



Figur 25 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 1.

at nytten vil være begrænset af kapaciteten til opladning. En anden begrænsning er, at der kun vil være anledning til øget kraftvarmeproduktion, når vindkraftens produktion er lav nok til, at den forøgede el-produktion kan afsættes.

For de decentrale værker er der ligeledes en aktiv anvendelse af varmelagrene helt op til de 40 GWh. Her er levering fra lager (gule områder) mere synlig og bidrager sammen med varmepumper (røde områder) og elpatroner (blå områder) mærkbart til en bedre samlet effektivitet.

El-import:

For de centrale værker tømmes lageret i løbet af den første dag og fyldes ikke siden.

Da produktionskapaciteten er lav, kører værkerne konstant på maksimal produktion. Der er ikke overskud til opladning og i det hele taget ingen driftsmæssig fleksibilitet i dette system, set fra el-siden.

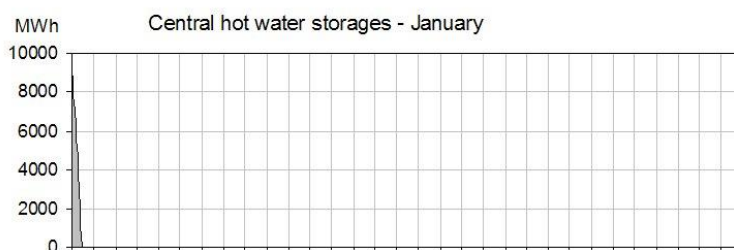
For varmesiden består den driftsmæssige fleksibilitet først og fremmest af spidslastkedler.

De decentrale værker har heller ikke megen nytte af varmelagre i dette scenario, selv om der kun er 10 GWh tilbage.

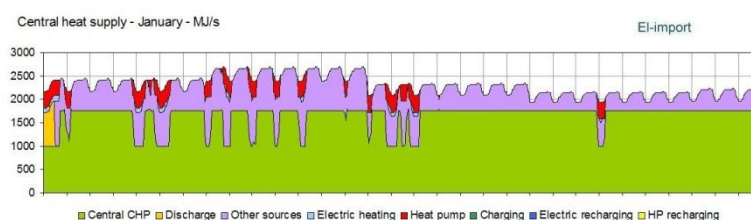
Årsagen er den forholdsvis rigelige kapacitet i forhold til varmekonsumet. Det gælder også varmepumper og elpatroner. De kan dække stort set hele varmebehovet, når kraftvarmeverkerne ikke kører.

I dette scenario kan vi lære noget af forskellen mellem centrale og decentrale værker. Det kræver et vist overskud af kapacitet at flytte energi mellem vindrige og vindfattede perioder. Uden dette overskud er varmelagrene ikke særligt nyttige.

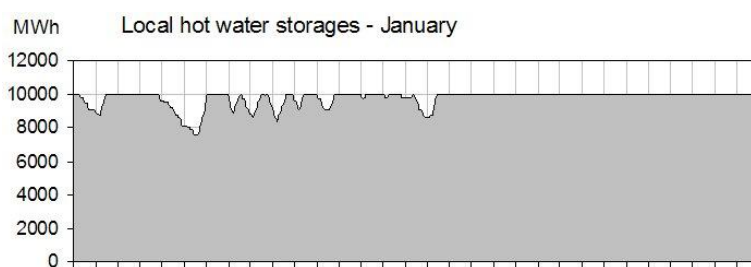
Det er ikke tilfældigt, at det er de centrale værker, som har mistet fleksibiliteten. Der er forudsat en kraftig reduktion af de store kraftværksenheder, men de store, sammenhængende fjernvarmesystemer vil stadig



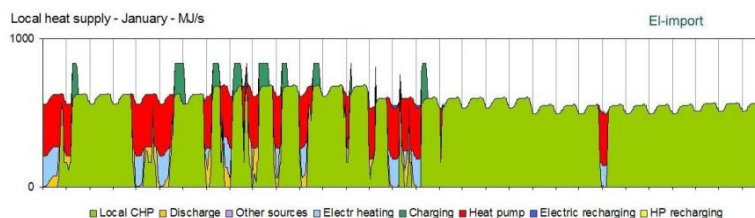
Figur 26 Energiindhold i centrale lagre i januar 2020 ved scenario 2.



Figur 27 Central varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 2.



Figur 28 Energiindhold i decentrale lagre i januar 2020 ved scenario 2.



Figur 29 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 2.

være der. Det betyder en høj udnyttelse af den tilbageværende produktionskapacitet og dermed så godt som ingen driftsmæssig fleksibilitet.

De decentrale værkers driftsmæssige fleksibilitet fylder ikke så meget i det samlede billede, da der kun er 500 MW decentral el-kapacitet tilbage.

Kul-stop:

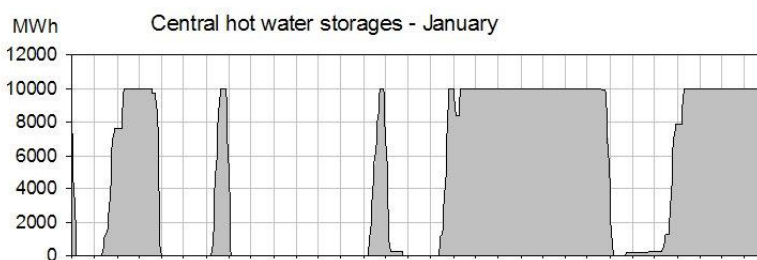
I dette scenario udnyttes de varmelagrenes kapacitet fuldt ud for både centrale og decentrale værker.

Alternative beregninger viser, at de centrale værker med fordel kan udnytte varmelagre på den dobbelte størrelse. Endnu større varmelagre kan ikke nyttiggøres, fordi der ikke vil være kapacitet og anledning til opladning.

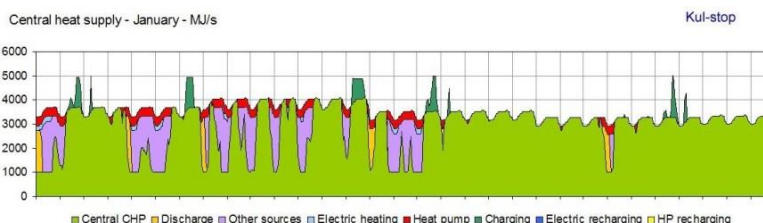
De decentrale værkers forholdsvis store varmelagre betyder, at afladning og opladning tager længere tid.

For de decentrale værker fylder de gule områder, hvor varmen leveres fra lager, forholdsvis meget. Her er der altså fundet en heldig balance mellem varmeefterspørgsel, produktionskapacitet og lagerkapacitet.

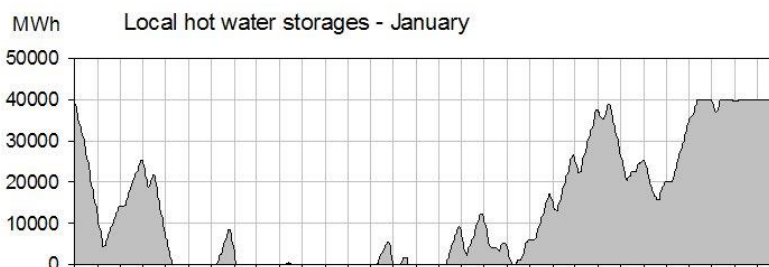
Vi kan ikke undvære spidslastkedlerne i månedens første halvdel. Det illustrerer konflikten mellem vindkraft og kraftvarme. Så kan man undre sig over, at el-patronerne ikke tager over i større grad. Det skyldes, at modellen kun lader el-patronerne køre på rent el-overløb. At køre el-patroner på el fra termisk produktion ville være Ebberød Bank.



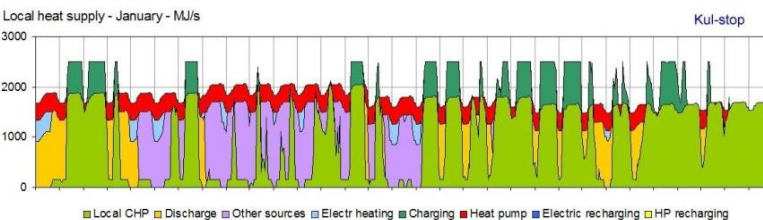
Figur 30 Energiindhold i centrale lagre i januar 2020 ved scenario 3.



Figur 31 Central varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 3.



Figur 32 Energiindhold i decentrale lagre i januar 2020 ved scenario 3.



Figur 33 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 3.

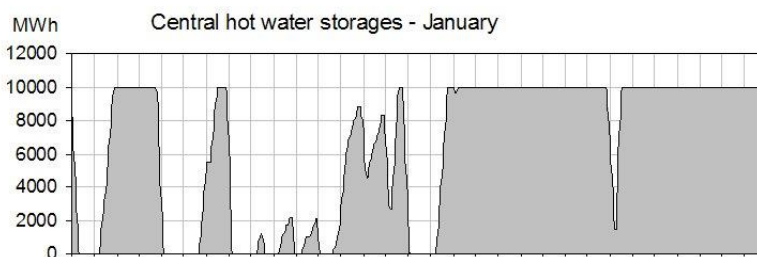
Konkurrence på lige vilkår:

Her ser vi også en pæn udnyttelse af de centrale varmelagre.

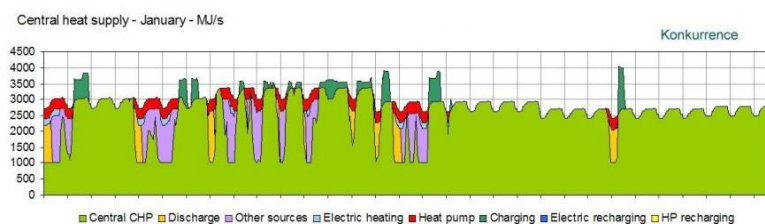
Ud fra et fleksibilitetssynspunkt er dette scenario ikke så forskelligt fra det foregående.

For de decentrale værker er der ikke så meget at bruge energilagrene til i dette scenario.

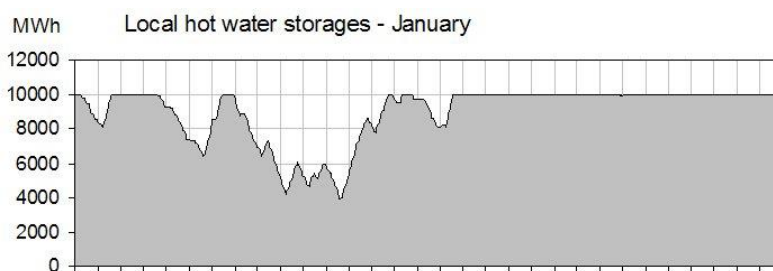
Det skyldes lige som i "El-import" rigelig kapacitet af varmepumper og el-patroner.



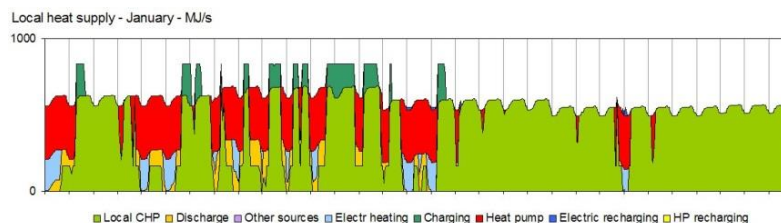
Figur 34 Energiindhold i centrale lagre i januar 2020 ved scenario 4.



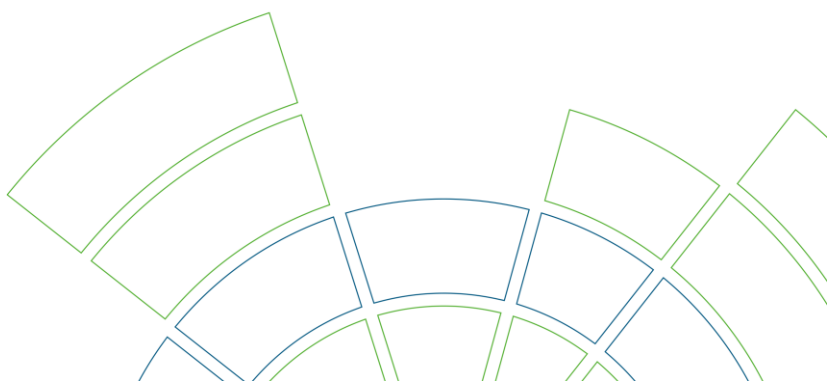
Figur 35 Central varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 4.



Figur 36 Energiindhold i decentrale lagre i januar 2020 ved scenario 4.



Figur 37 Decentral varmeproduktion i januar 2020 ved scenario 4.

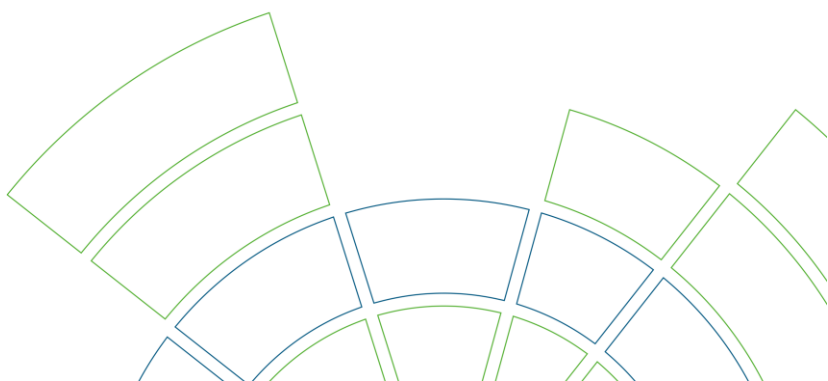


Data til kvantitative analyser

2020		El-mangel	El-import	Kul-stop	Konkurrence på lige vilkår
<i>Centralt + ufleksible</i>					
Installeret	MW	4.890	1.324	3.520	2.628
Varmebehov	PJ/år	69	39	59	49
Elpatroner	MW	200	100	200	200
Varmepumper	MW	100	100	100	100
Lager	GWh	10	10	10	10
<i>Decentralt (fleksible)</i>					
Installeret	MW	1.800	500	1.500	500
Varmebehov	PJ/år	32	10	30	10
Elpatroner	MW	400	200	400	200
Varmepumper	MW	100	100	100	100
Lager	GWh	40	10	40	10

Data for centrale værker er fra notatet Danske kraftværker af 28. august 2013. For decentrale værker er der tale om løsere skøn. Der er valgt tilbageholdenhed med elpatroner og varmpumper, da vi ikke har kortlagt risikoen ved disse investeringer. Vi har set, hvordan overdreven optimisme om elbiler har fordrejet planlægningen.

Der er regnet med COP = 3,5 for varmpumper.



Resultater af kvantitative analyser

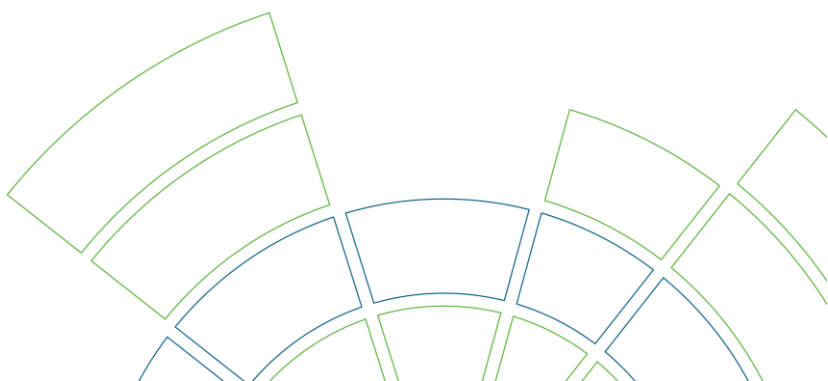
I denne fase er formålet med disse resultater at diskutere scenariernes forudsætninger og behovet for tilpasninger.

2020		El-mangel	El-import	Anti-kul	Konkurrence på lige vilkår
Elbehov	GWh	34.400	34.400	34.400	34.400
El produceret	GWh	36.942	28.498	36.517	34.017
Varmepumper	GWh	645	319	562	397
El-patroner	GWh	706	186	662	308
El overløb/eksport	GWh	1.192	1.814	1.258	1.670
El importeret	GWh	1	8.220	365	2.758
Balance	GWh	0	0	0	0
Varmebehov	TJ	101.000	49.000	89.000	59.000
Kraftvarme	TJ	75.201	40.877	69.341	50.290
Varmepumper	TJ	8.125	4.017	7.086	5.007
El-patroner	TJ	2.542	669	2.382	1.108
Netto fra lager	TJ	131	6	95	30
Andre kilder	TJ	15.000	3.431	10.096	2.566
Leveret fra lager i årets løb	TJ	3.983	385	3.664	1.394

Her er vist balancer for el og varme. Det er antaget, at vi ser på det samme marked for begge dele i alle scenarier. Derfor er el- og varmebehov de samme.

Programmet søger at bruge de givne anlæg til at skabe balance inden for landets grænser. Import og eksport afspejler altså situationer, hvor dette ikke har været muligt, og udtrykker en afhængighed af andre lande.

”Andre kilder” betyder fjernvarme, som ikke har kunnet dækkes med kraftvarme. Det kan være væsentligt til vurdering af det samlede brændselsforbrug.



Her følger andre resultater fra el siden:

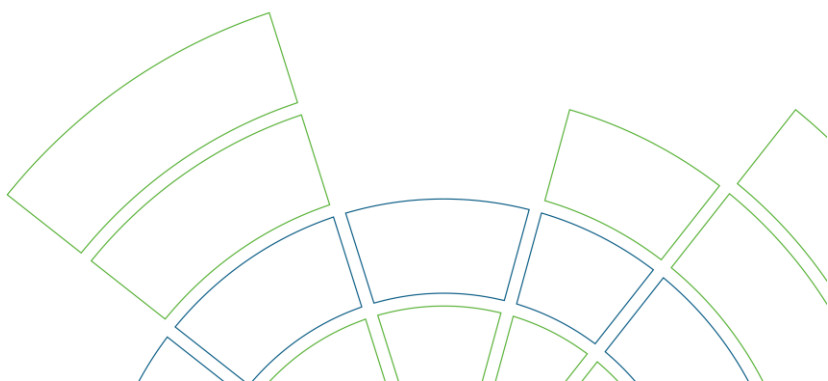
2020		El-mangel	El-import	Anti-kul	Konkurrence på lige vilkår
El fra vind og sol	GWh	18.634	18.634	18.634	18.634
El fra central kraftvarme	GWh	9.285	5.577	8.283	7.219
El fra decentral kraftvarme	GWh	3.248	1.236	3.274	1.163
Kondens-el	GWh	5.775	3.052	6.326	7.002
Import	GWh	1	8.220	365	2.758
El-omsætning	GWh	36.943	36.718	36.882	36.775
Max import	MW	384	4.343	1.741	3.106
Max eksport	MW	2.863	3.072	2.863	2.863
Benyttelsestider					
El fra central kraftvarme	Timer	1.899	4.212	2.353	2.747
El fra decentral kraftvarme	Timer	1.805	2.472	2.183	2.326
Centrale varmepumper	Timer	2.575	1.443	2.204	1.881
Centrale elpatroner	Timer	911	792	868	1.001
Decentrale varmepumper	Timer	3.873	1.746	3.420	2.092
Decentrale elpatroner	Timer	1.310	534	1.220	538
Central k/v + kondens	Timer	3.080	6.517	4.150	5.411

El fra sol og vind udgøres af 18,9 % fra landmøller, 31,7 % fra havmøller og 3,2 % fra solceller, i alt 53,8 %. Benyttelsestiderne er henholdsvis 2.263 timer, 3.817 timer og 1.109 timer, svarende til belastningsfaktorerne 26 %, 43 % og 13 %. Vindprofilerne er danske fra 2011, mens solprofilen er tysk.

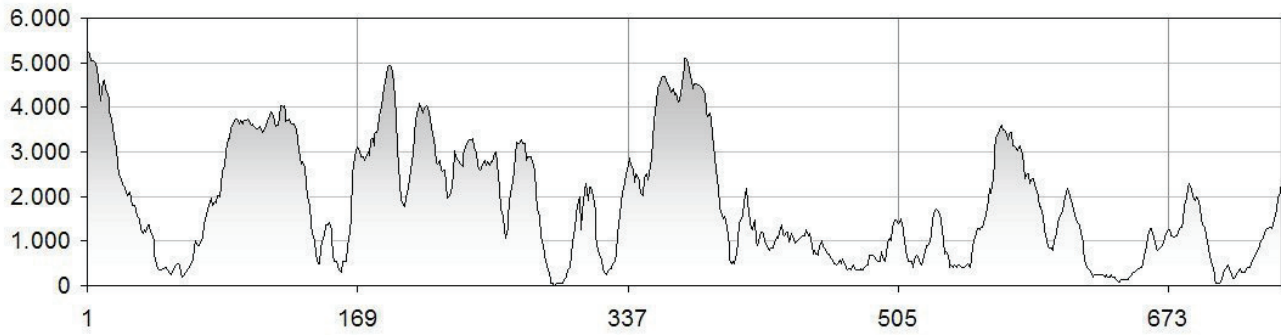
Den samlede omsætning af el er næsten den samme i alle scenarier, nemlig ca. 10 % over det "klassiske" elforbrug.

Importscaenariet kan ikke betegnes som urealistisk, men det er påfaldende, at dette scenario har større behov for både import og eksport end nogle af de andre scenarier.

Et dansk kapacitetsmarked for el er kun forudsat i konkurrencescenariet. I mangelscaenariet har vi forudsat, at spotpriser bliver høje nok til vedligeholdelse af kraftværkskapaciteten. For centrale værker varierer benyttelsestiden fra ca. 3000 timer til 6500 timer.

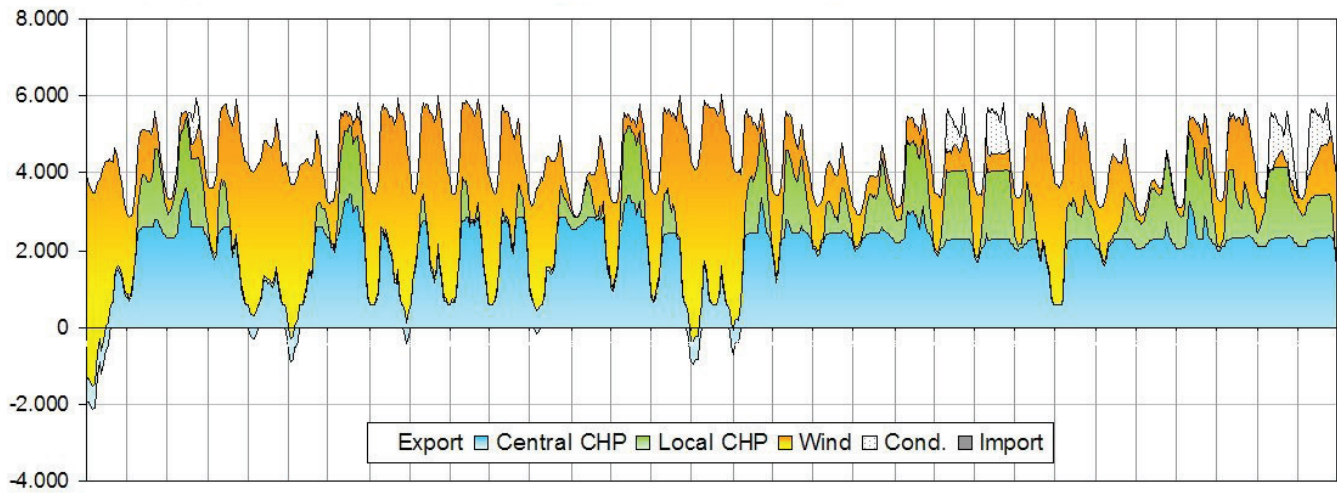


Wind power MW - January



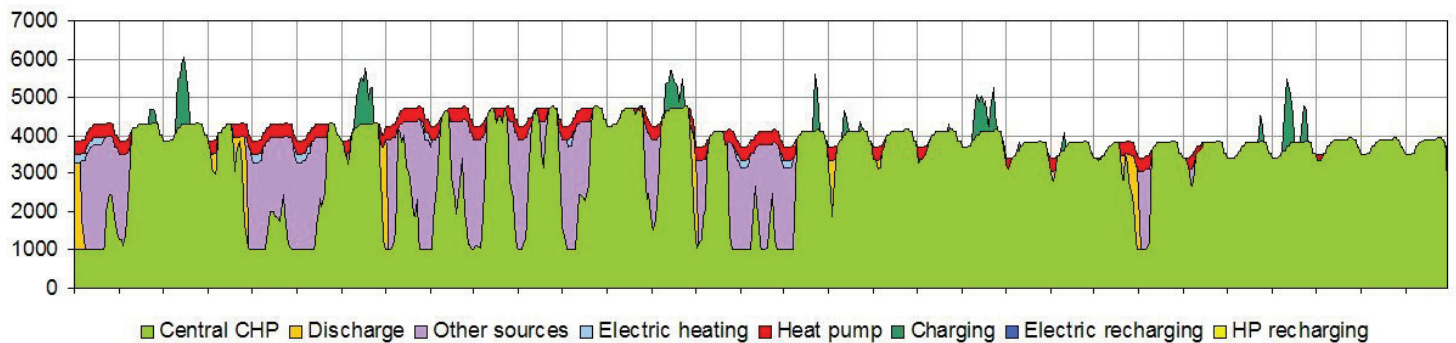
El-mangel

Electricity production MW - January 2020

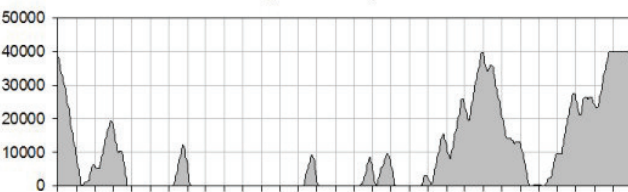


Central heat supply - January - MJ/s

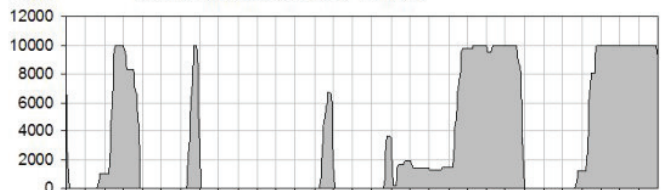
El-mangel



Local hot water storages - January

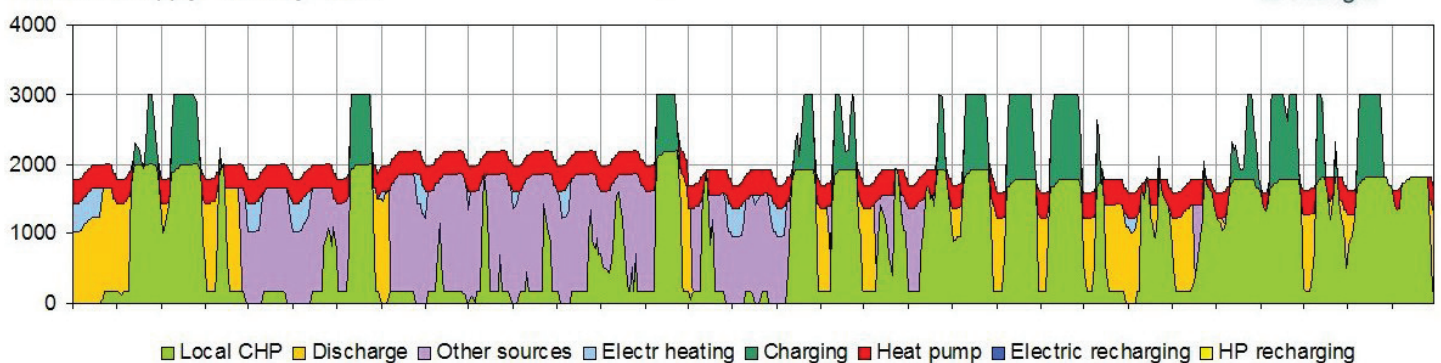


Central hot water storages - January

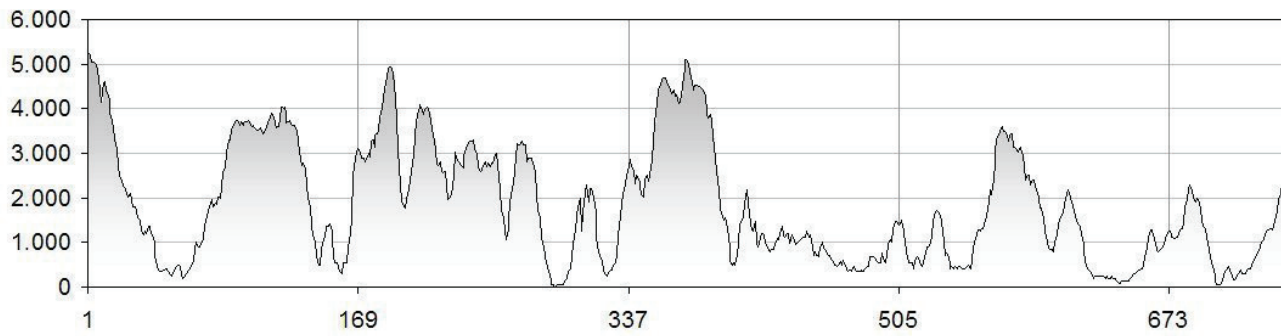


Local heat supply - January - MJ/s

El-mangel

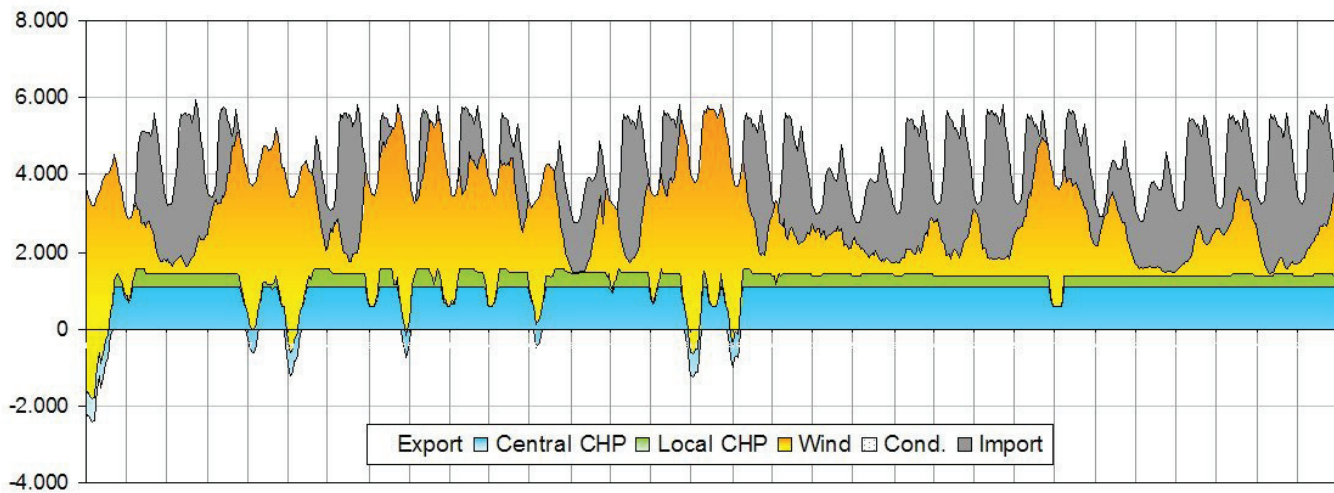


Wind power MW - January



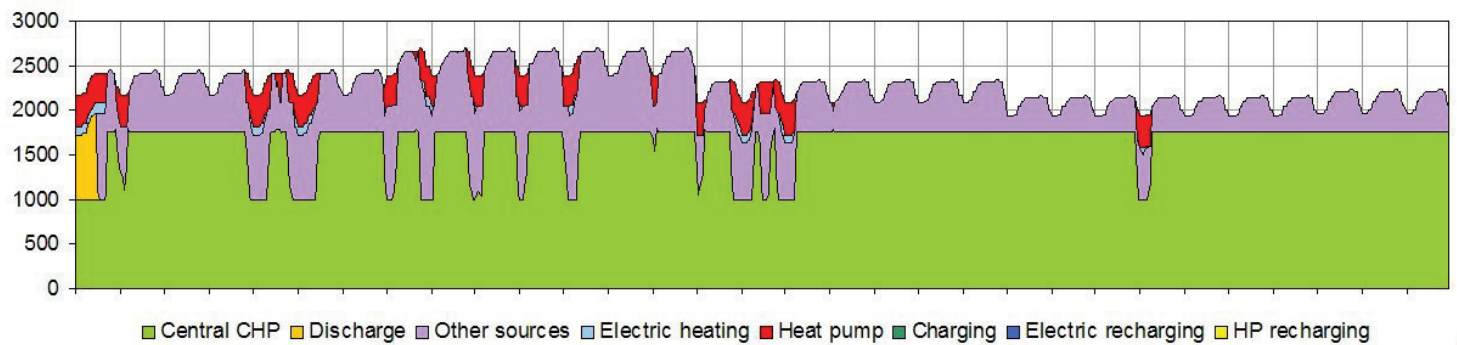
El-import

Electricity production MW - January 2020

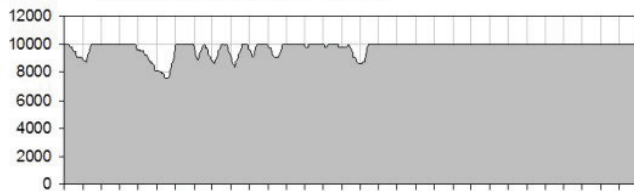


Central heat supply - January - MJ/s

El-import



Local hot water storages - January

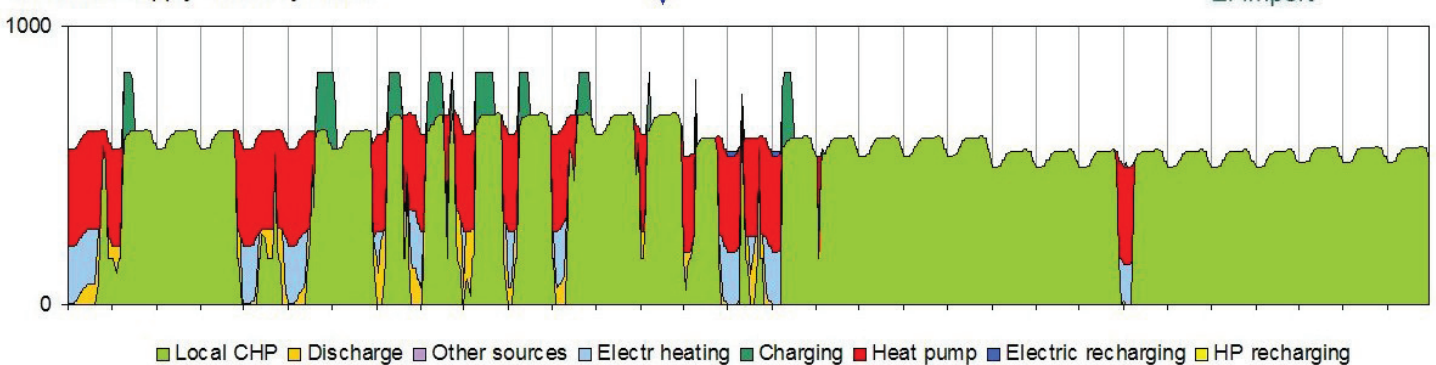


Central hot water storages - January

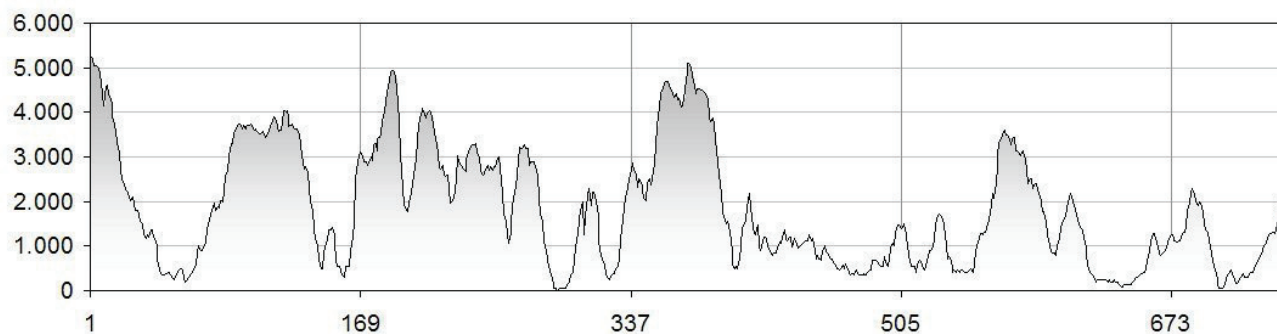


Local heat supply - January - MJ/s

El-import

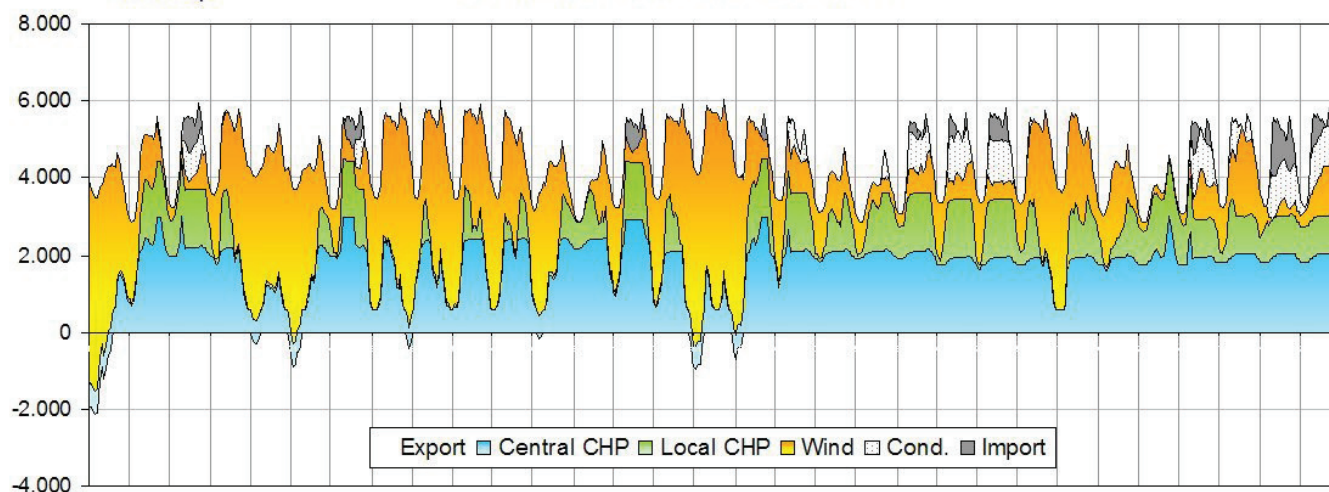


Wind power MW - January



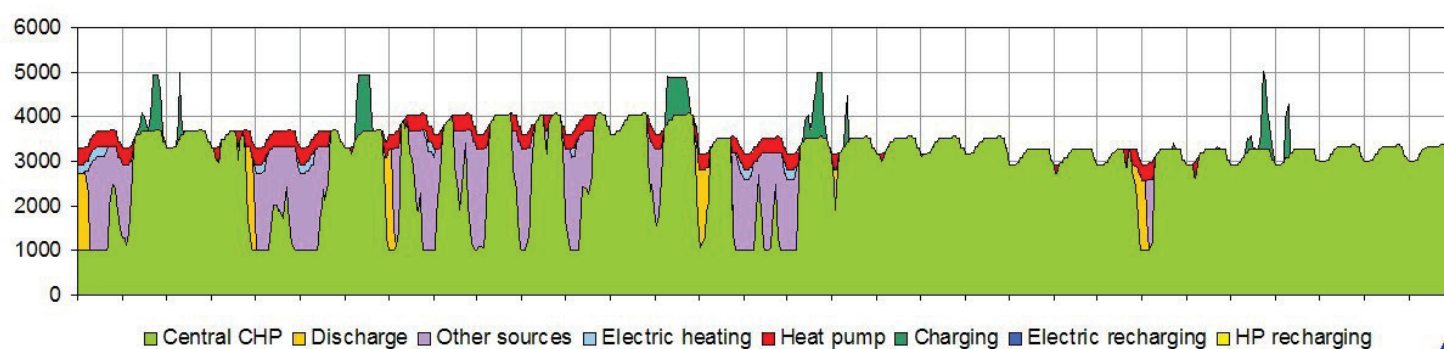
Kul-stop

Electricity production MW - January 2020

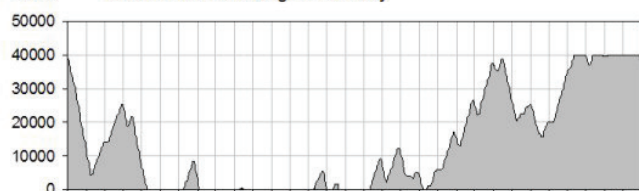


Central heat supply - January - MJ/s

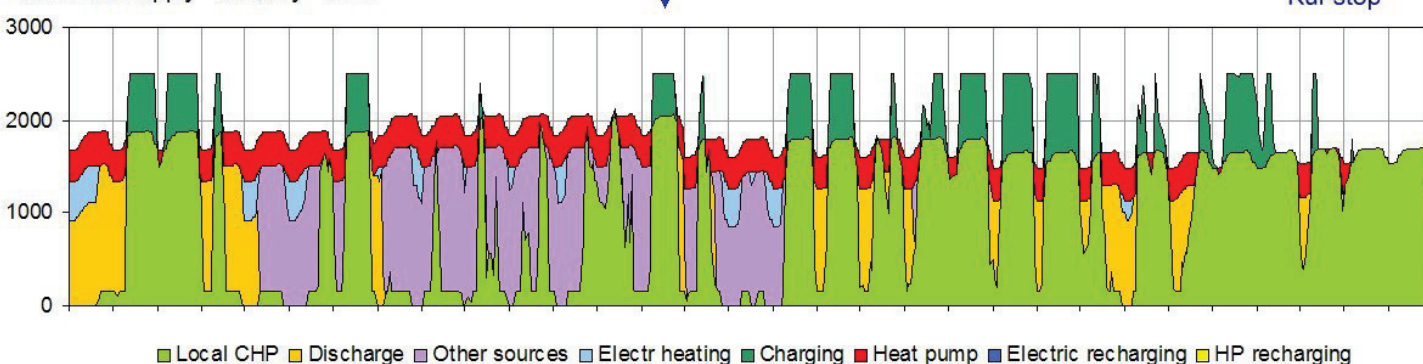
Kul-stop



Local hot water storages - January



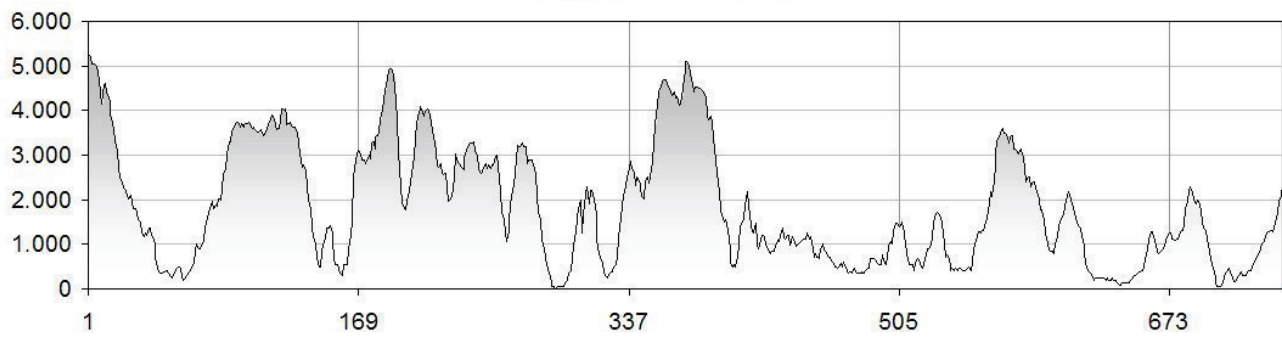
Local heat supply - January - MJ/s



Central hot water storages - January

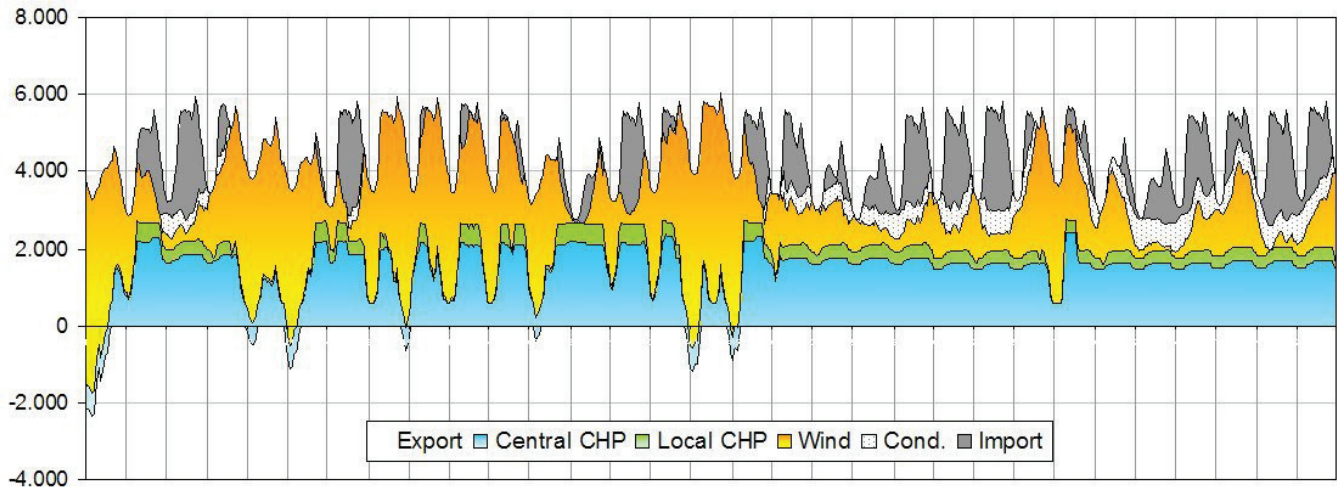


Wind power MW - January



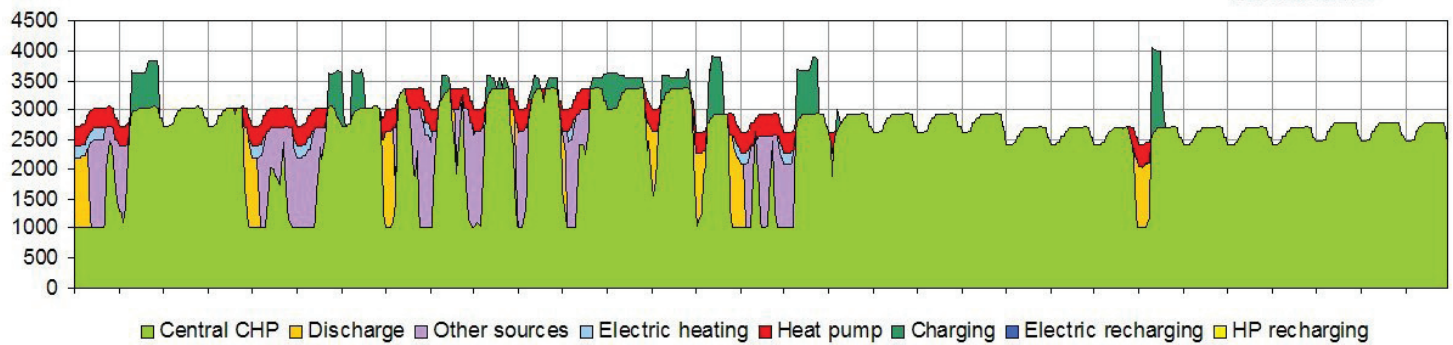
Konkurrence

Electricity production MW - January 2020

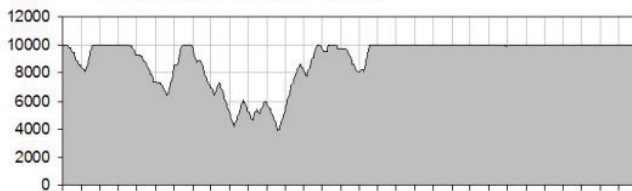


Central heat supply - January - MJ/s

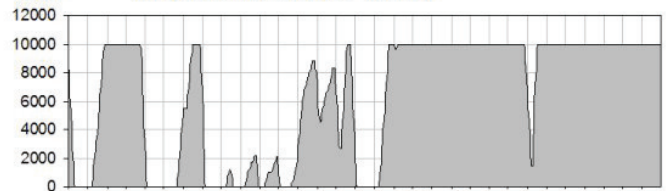
Konkurrence



Local hot water storages - January



Central hot water storages - January



Local heat supply - January - MJ/s

Konkurrence

