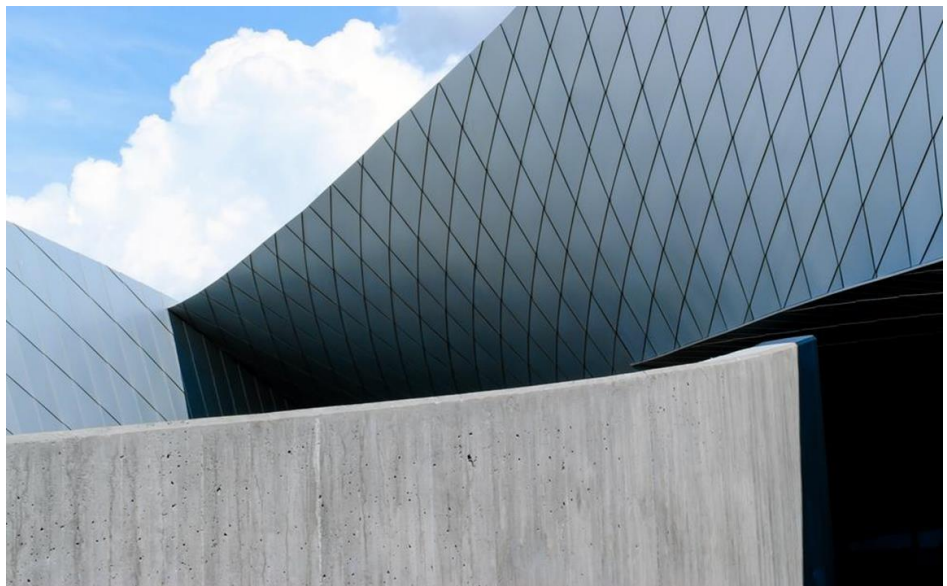


Energieffektive og intelligente bygninger i et smart energisystem



**EKSISTERENDE BYGNINGERS POTENTIALER FOR AT
TILBYDE FLEKSIBILITET**

HOVEDRAPPORT

August 2018

Udarbejdet af:

SWECO Danmark

Granskoven 8
2600 Glostrup
www.sweco.dk

Ea Energianalyse

Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
www.eaea.dk

Forord

Regeringen har igangsat initiativet om ”Energieffektive og intelligente bygninger”, som har til formål at fremme energieffektiviseringen og fleksibelt energiforbrug i bygninger. Som led i dette initiativ har SWECO og Ea Energianalyse i perioden november 2017 til marts 2018 gennemført en analyse for Energistyrelsen, der beskriver muligheder og udfordringer for udnyttelse af eksisterende bygningernes fleksibilitetspotentialer og indpasningen i fremtidens energisystem. Termen ’bygninger’ omfatter i denne forbindelse kun eksisterende bygninger inden for husholdninger, handel & service samt institutioner – altså hverken industri eller nye bygninger. Analysen skal bidrage til beslutningsgrundlaget for fastsættelsen af de langsigtede rammer for indsatsen til fremme af energieffektivitet og fleksibelt energiforbrug i bygninger.

Denne hovedrapport præsenterer hovedresultaterne fra arbejdet. Derudover foreligger der tre tekniske baggrundsrapporter:

1. Det smarte energisystem og samspilspunkter mellem forsyningssystemer og bygninger,
2. Analyse af potentialer, omkostninger og andre barrierer for samspil mellem bygninger og forsyningssystem,
3. Bygningers mulige bidrag til et fleksibelt energisystem.

Indhold

Forord	iii
1 Resumé	2
2 Motivation for at levere fleksibilitet	5
Nye tekniske muligheder	5
Styrkelse af prissætningen i elmarkedet	6
3 Metode og afgrænsninger	10
Fremtidigt energisystem	10
Udvalgte tiltag	13
4 Prisudvikling 2030 og 2050	15
Elpriser	15
Varmepriser	20
Transportpriser	22
5 Potentielt bidrag	26
Analyserede fleksibilitetstiltag	26
Midlertidigt skift i energiart	28
Forskydning af forbrug	29
Fleksibel effektmenge	30
Regulærkraft	36
6 Aktivering af bygninger	40
7 Konklusion og anbefalinger	44
Sammenfatning	44
Anbefalinger	49

1 Resumé

Arbejdet præsenteret i denne rapport er en analyse af eksisterende bygningers mulige bidrag til fleksibilitet i energisystemet.

Bygninger kan bidrage med fleksibilitet ved midlertidigt at skifte fra en energitilførsel til en anden eller ved at forskyde forbruget i tid. En mere permanent reduktion af forbrugsniveauet gennem energieffektivisering vil gøre det enklere for Danmark at nå en højere andel af VE i energisystemet, men vil som sådan ikke bidrage med fleksibilitet.

Ved hjælp af markedsmodellen Balmorel er energipriserne (el og fjernvarme) time for time beregnet for 2016, 2030 og 2050, og med udgangspunkt i den beregnede elspotpris og den historiske korrelation mellem elspot og regulærkraftpris er regulærkraftpriser for 2030 og 2050 estimeret. Omkostningen for transmission og distribution er ligeledes medregnet, som en tidsvariabel omkostning. Derpå har vi vurderet den systemmæssige nytte af 11 udvalgte tekniske løsninger i eksisterende bygninger undtaget industri. Bemærk, at der er anvendt samfundsøkonomiske marginalbetragtninger, og afgifter indgår således ikke.

Elpatroner er urentable i 2030, hvad enten det er i kombination med gasfyr eller fjernvarmeanlæg. Elpatroner bliver dog rentable i 2050 og kan bidrage med 60-290 MW inden for gaskunder og 2.752 MW inden for fjernvarmekunder¹. Hvad angår fleksibilitet for fjernvarmekunder skal bemærkes, at denne analyse kun har belyst muligheden for fleksibilitet ved tiltag i den enkelte bygning, og ikke på net- eller anlægsniveau.

Hybridvarmepumper i kombination med fjernvarmeanlæg er ikke rentable i 2030, men kan i 2050 bidrage med 450 MW i en given time inden for etageboliger. Hybridvarmepumper er klart rentable i samspil med gasfyr inden for etageboliger i 2050 og lige præcis i også i 2030. Effektpotentialet er størst i 2030 – nemlig 40 MW – mens det i 2050 kun er det halve.

Bygningernes elforbrug til køle-/fryseaggregater, elvarme, ventilation og batterier kan vha. lokal eller central automatik (CTS) forskydes i tid og tillade ud-

¹ Vi gør opmærksom på, at antagelsen for alle undersøgte tiltag er, at 50% af forbrugersegmentet kan aktiveres. De 50% er udelukkende valgt for at signalere en begrænsning i hvor stor en andel kan aktiveres og ikke som udtryk for hvor stort et potentiale, man må forvente at kunne aktivere. Aktiveringspotentialet bør undersøges nærmere og i samtidig med overvejelser omkring, hvordan aktivering kan afstedkommes.

nyttelse af høje og lave elspotpriser. Analogt kan fjernvarmeforbruget forskydes afhængigt af fjernvarmeprisen. Forudsætningen er dog, at der er standardiseret eksternt pris-/styringssignal til rådighed for bygningen, og at alle apparater individuelt eller via CTS-anlæg er opkoblet, opsat, indkørt og vedligeholdes i forhold til dette samt i samspil med bygningens øvrige funktionskrav.

Analysen viser, at hverken investering i køle-/fryseaggregater, ventilation eller batterier er rentable fleksibilitetsløsninger, mens forskydning af elvarmebehovet kan være meget rentabelt, om end kun blandt etageboliger og institutioner, og med et meget lille effektbidrag (til sammen 13 MW i både 2030 og 2050). Bidraget til energisystemet er dog klart størst ved forskydning af fjernvarmeforbruget, fordi antal af bygninger med fjernvarme er langt større end antallet med elvarme. Så selvom økonomien er meget bedre for elvarme i etageboliger og institutioner, så er det potentielle, rentable effektbidrag fra de fire forbrugssegmenter tilsammen ved flytning af fjernvarme væsentligt større – det udgør 1.330 MW² i 2030 og 1.370 MW³ i 2050. Inden for fjernvarme ligger der i øvrigt også en inert i selve forsyningsnettet suppleret med bufferbeholdere, som kan udbygges til understøttelse af forskydning.

Det ses, at der i 2030 og 2050 i parcel-, stue- og rækkehussegmentet kun er et enkelt tiltag, der lige præcis er rentabelt, nemlig flytning af fjernvarmeforbrug.

Endeligt har vi undersøgt gevinsten ved at udnytte en eksisterende elpatron til også at tilbyde regulérkraft-ydelser. Er elpatronen ikke i brug, kan den aktiveres, når Energinet.dk efterspørger nedregulering i systemet i en given time. Er elpatronen allerede aktiv, så kan den slukkes, når der efterspørges opregulering. Med undtagelse af parcel-, stue- og rækkehuse vil det være relevant for både gas- og fjernvarmeforsynede bygninger i 2050, mens det er urentabelt i 2030. Det skyldes især, at CO₂-prisen forventes at stige kraftigt frem mod 2050. Der tages forbehold for, at der kan være betydelige lokale forskelle i økonomien mellem de forskellige fjernvarmeområder.

Samlet set peger analysearbejdet således på, at det er ændringer i varmeforbrug, der kan give det mest rentable bidrag og et væsentligt bidrag til systemfleksibilitet. Skift i væsentlige dele af varmeforsyningen til el fra f.eks. gas eller fjernvarme stiller dog store krav til elnettet, som bør analyseres nærmere for at afdække eventuelt behov for udbygning ligesom indkoblingen skal kunne koordineres for ikke at give u hensigtsmæssige strømspidser og overbelastning

² Se tabel 18: Inst. = 100 MW; E = 320 MW; H&S = 230 MW; PSR = 680 MW.

³ Se tabel 18: Inst. = 140 MW; E = 450 MW; H&S = 210 MW; PSR = 570 MW.

af nettet. Vigtigt for rentabiliteten af de belyste tiltag er, at transportpriserne for energien er dynamiske, og at der er installeret fjernaflæste målere hos forbrugerne. De nødvendige tekniske løsninger findes allerede på markedet og udnyttelsen af potentialet er først og fremmest et spørgsmål om kundetariffer, markedsadgang f.eks. via aggregatorer og at fleksibiliteten kan udmøntes inden for gældende lovgivning

2 Motivation for at levere fleksibilitet

Nye tekniske muligheder

Styring og regnekraft

Vores energisystem har været under voldsom forandring de sidste 10 år – og udviklingen fortsætter. Kommunikation og beregningskraft bliver kraftigere og billigere, hvilket åbner nye muligheder for optimering af forsyning og priser. Hurtige og effektive systemer kan styre selv relativt små forbrug, og det kan spille en væsentlig rolle i at balancere fremtidens energisystem. Ambitionen om en grøn og omkostningseffektiv energiforsyning betyder, at vi i fremtiden i stedet for at variere produktionen efter behovet, i højere grad skal variere forbruget efter produktionen. Energieffektivisering er vigtig i denne sammenhæng.

Et stærkere og mere dynamisk marked

Et skift til et mere intelligent energiforbrug i bygninger er motiveret af flere fordele. Bedre konkurrence i elmarkedet – særligt i tilfælde af usædvanligt høje og lave priser – vil kunne medvirke til en bedre integration af vedvarende energi såsom sol og vind samtidig med at forbrugerne kan drage fordel af en stærkere prisdannelse.

Et omkostningseffektivt system skal imødegå tre udfordringer forbundet med integration af særligt vind:

1. *Sikre værdi af elproduktion fra vindkraft, når det blæser meget.* Øget elforbrug kan medvirke til, at den producerede vindkraft ikke sælges til lave eller negative priser og dermed afskrækker investorer. En mulighed er f.eks. at bruge el til at producere varme, når elpriserne er lave.
2. *Sikre tilstrækkelig kapacitet i elsystemet, når der er længere perioder, hvor det ikke blæser.* Flexibelt elforbrug af et par timers varighed, som kan undlade at bruge el, når elsystemet er allermest anstrengt, f.eks. i kogespidsen om aftenen, vil kunne reducere behovet for investeringer i spidslastkapacitet og distributionskapacitet.
3. *Sikre den kortsigtede balance i elsystemet, dvs. håndtering af vindens delvise uforudsigelighed.* Meget forbrug kan tilsluttes eller afbrydes for korte perioder og vil dermed kunne levere systemydelse (merforbrug eller reduceret forbrug).

Time for time

Over halvdelen af alle elkunder har i dag allerede en elmåler, der er i stand til at aflæse elforbruget med intervaller på 15 minutter. Og fjernvarmemålerne

følger gradvist trop. Fra 2020 skal alle elkunder have en fjernaflæst elmåler, og der er fra december 2017 åbnet for flexafregning. Med flexafregning kan også mindre elkunder med fjernaflæst elmåler afregne på timebasis (f.eks. svarende til Nord Pools elspotpris) og dermed få økonomisk fordel af at tilpasse forbruget til priserne.

De første distributionsselskaber er begyndt at tilbyde tidsvarierede forbrugspriser i form af simple to- eller treledstariffer efter et fast tidsskema (såkaldte time-of-use tariffer). Radius Elnet A/S er et eksempel på et selskab, der nu tilbyder to-trins og tre-trins tariffer til sine kunder.

Styrkelse af prissætningen i elmarkedet

Systemydelse

Et overblik over det kommercielle elmarked og elsystemets behov for forskellige fleksibilitetsydelser og deres hyppighed er vist i Tabel 1 neden for. De forskellige fleksibilitetsydelser forklares nærmere i det følgende.

Håndteret af ...	Fleksibilitets-ydelser	Påkrævet aktiverings-hastighed	Varighed	Hyppighed
Kommercielt marked	Spot (day-ahead)	> 12 timer	60 min	Hver time
	Elbas (intra-day)	> 1 time	60 min	Dagligt
TSO	Tertiære reserver (regulérkraft, mFRR)	15 min	60 min	Mere end dagligt
	Sekundære reserver (frekvensgenopretning i lokalområde, findes endnu ikke i Østdanmark, aFRR)	15 min	Løbende	Kontinuert
	Primære reserver (frekvensstabilisering, FCR)	5-30 sek	15 min	Kontinuert

Tabel 1: Oversigt over de forskellige typer af fleksibilitetsydelser, som elsystemet har behov for (Kilde: Nord Pools databank)⁴. Ud over de fleksibilitetsydelser, der er listet i tabellen, findes der også specialregulering, der anvendes for at sikre, at reguleringer udført pga. nettekniske forhold ikke påvirker regulérkraft-markedet.

Det største volumen handles i elspotmarkedet. Der blev købt 33.036 og solgt 26.574 GWh i 2017 på elspotmarkedet, mens der f.eks. på Elbas for DK1 og DK2 (Øst- og Vestdanmark) blev købt 1.497 og solgt 1.706 GWh i 2017 og på regulérkraftmarkedet blev opreguleret 212 og nedreguleret 115 GWh i 2016.

⁴ mFRR = Manual Frequency Restoration Reserve, aFRR Automatic Frequency Restoration Reserve, FCR = Frequency Containment Reserve

Til sammenligning kan nævnes, at Danmarks elforbrug 2017 ifølge Nord Pools databank⁵ udgjorde 32.440 GWh.

Day-ahead markedet (Elspot)

El-leverandører og producenter handler i spotmarkedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Mere end 70% af det samlede elforbrug i Norden handles på spotmarkedet. Resten handles bilateralt, ofte med reference til spotprisen.

I Danmark er der to prisområder – Østdanmark (kaldet DK1) og Vestdanmark (DK2) – hvor priserne bestemmes for hver time. Prisen svarer til det sidst aktiverede bud i markedet – marginalprisen for el. Nord Pool Spot har dog fastsat et loft og en bund for priserne på markedet. Priser lavere end ÷500 EUR/MWh (3.725 kr./MWh) eller højere end 3.000 EUR/MWh (22.350 kr./MWh) accepteres ikke. Ved manglende priskryds anvendes disse priser. Dette var f.eks. tilfældet i nogle timer fra midnat til 07:00 d. 25. december i 2012⁶, hvor produktionen var højere end forbruget (god vind i kombination med afregningsform for vindproducenter og lavt forbrug pga. julelukning af erhverv) og dermed resulterede i negative elspotpriser, som oversteg den daværende bundgrænse på ÷200 EUR/MWh⁷. Efterhånden som markedet modnes, bliver aktørerne stadigt bedre til at undgå disse ekstremtilfælde.

Intra-day markedet (Elbas)

Elbas er et marked, hvor salg og køb af el kan ske indtil 1 time før forbrugstimen. På dette marked kan en aktør f.eks. handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde af at et kraftværk tvinges til driftsstop eller en offshore vindmøllepark producerer mere el end forudsat. De handlede mængder på intra-day markedet er betydeligt mindre end på day-ahead markedet. Volumenet forventes at stige i takt med, at mere og mere VE skal indpasses, og ubalancerne derfor bliver større⁸. Elbas har indtil nu været drevet på en måde, der ligner et aktiemarked: Der er indgået en handel, når sælger og køber enes om en pris. Det betyder, at der offentliggøres en pris per handel. Fra maj 2018 indføres to auktioner, som i funktion ligner spotmarkedets auktioner. Kl. 10:00 er der auktion for resten af dagens timer, mens der kl. 22:00 er auktion for hver af næste dage stimer. Dette kan øge gennemsigtigheden og forventes at føre til forøget handel. Elforbrug med timeafregning kan allerede i dag være aktive på Elbas. Erfaringerne er dog begrænsede.

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/ALL/Hourly41/?view=table>

⁶ Eksempel på kilde: <https://ing.dk/artikel/overskudsstrom-gav-negative-elpriser-i-julen-135324>

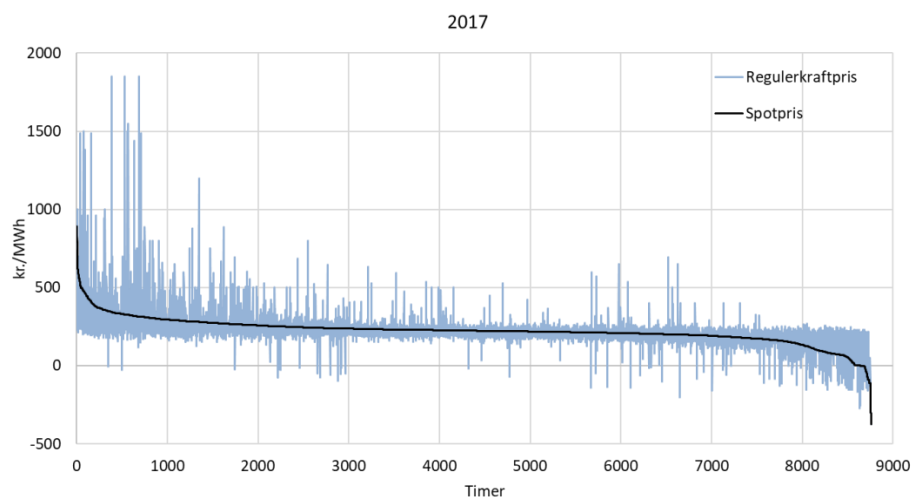
⁷ Kilde: NordPool HelpDesk. Loftet var i 2012 på 2.000 EUR/MWh.

⁸ Kilde: Elmarkedet i Danmark, Energinet.dk, 2013.

Regulérkraft

Priserne på regulérkraftmarkedet har en tæt korrelation til elspotmarkedet, men har større udsving, idet opreguleringspriserne altid er lig med eller højere end elspot, og nedreguleringspriserne lig med eller lavere end elspot.

I selve driftstimen overgår ansvaret for opretholdelse af balance og frekvens til den systemansvarlige (Energinet.dk). Ubalancer opstår, når driften af elsystemet ikke sker som planlagt (i day-ahead og intra-day markederne). Der kan f.eks. være mindre vind fra vindmøllerne end forventet, eller forbrugerne bruger uforudset meget elektricitet. I driftstimen er det derfor nødvendigt, at den systemansvarlige virksomhed konstant balancerer elproduktion og elforbrug. En stor del af denne balancering sker gennem køb af op- og nedregulering med regulérkraft. Regulérkraftmarkedet er attraktivt, fordi de økonomiske incitament er højere end på spotmarkedet, idet der er flere høje og flere lave (og negative) priser på regulérkraftmarkedet – se Figur 1. Det kræver dog udvikling af reglerne, hvis mindre forbrug skal indgå som regulérkraft⁹ – uanset om det bydes ind individuelt eller af aggregatorer.



Figur 1: Varighedskurve for elspotpriserne med tilhørende regulérkraftpriser 2017.

Frekvensstabilisering og frekvensgenopretning

De primære og sekundære reserver har til opgave at sørge for at opretholde den ønskede *frekvens* i systemet hele tiden. Denne type reserve anvendes f.eks., når der sker store udfald i elsystemet (kraftværker eller transmissionsforbindelser), og primære reserver skal aktiveres meget hurtigt (50% i løbet af

⁹ Kilder: Ready project –Summary of main findings, Ea Energy Analyses, 2014 samt balance regulation group – Demand side bidding in regulating power market (RPM), Regional Nordic, Group, 2012, <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Demand%20side%20bidding%20in%20RPM%2004102013.pdf>

5 sekunder, 100% i løbet af 30 sekunder). Sekundære reserver anvendes i dag kun i Vestdanmark.

De fleste aktiveringer er meget kortvarige – under et minut – og meget forbrug kan derfor medvirke. Konkret kan aktiveringen ske ved, at frekvensen måles lokalt og f.eks. set-punkter for pumper, elvarme, varmepumper, køleskabe eller andet termostatstyret forbrug. Praktiske forsøg har vist, at dette kan give en forudsigelig reserve. Forbrug kan således i fremtiden tænkes at levere denne type af frekvensreserver. Det kræver dog udvikling af de nuværende regler, således som f.eks. foreslået af ENTSO-E¹⁰.

Undgå nye problemer

Fleksibelt forbrug vil i fremtiden kunne ligestilles med klassisk produktionskapacitet. Et guidedance dokument fra EU¹¹ fremhæver vigtigheden af at tillade forbrug i forbindelse med såvel engros-marked, som regulérkraft og frekvensreserver. Man bør dog samtidig huske på, at fleksibilitet i elforbruget kan give anledning til nye forbrugsspidser, f.eks. kan der efter flere timer med høje priser opstå et kraftigt elforbrug, når f.eks. en række varmepumper skal genoprette temperaturen. Omhyggeligt design af markeder og systemer er derfor vigtigt.

Fokus på elspot og regulérkraft

Vi har i denne analyse valgt at tage udgangspunkt i elspotmarkedet og regulérkraftmarkedet, når vi analyserer, hvordan eksisterende bygninger kan bidrage med fleksibilitet, eftersom det er de to største markeder for fleksibilitet. Efterspørgslen efter regulérkraft (f.eks. i DK1) er typisk mellem +400 og -400 MW. Elbasmarkedet kunne i princippet også være interessant, men har i dag et meget beskedent omfang, typisk under 100 MW ligesom de efterspurgte mængder af primære og sekundære reserver.

¹⁰ Kilde: Demand Connection Code (DCC), ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/demand-connection/>

¹¹ Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention, European Commission, 2014.

3 Metode og afgrænsninger

Hensigten med analysearbejdet præsenteret i denne rapport har været at belyse muligheder og udfordringer for de eksisterende bygninger indpasning og bidrag til fleksibilitet i fremtidens energisystem. Analysen skal bidrage til beslutningsgrundlaget for fastsættelsen af de langsigtede rammer for indsatsen til fremme af energieffektivitet og fleksibelt energiforbrug i bygninger.

Bygninger

Termen 'bygninger' omfatter i denne forbindelse kun *eksisterende* bygninger inden for husholdning, handel og service samt institutioner. Nybyggeri indgår således ikke, ligesom industribygninger ikke indgår.

Opgaven har været at bestemme *bygningernes* potentiale for levering af fleksibelt forbrug og rentabiliteten ved udnyttelsen af dette potentiale. Arbejdet omfatter således ikke stillingtagen til, om det bedre kan betale sig for samfundet, at der gennemføres tiltag i energinettet/-systemet (såsom varmepumper i fjernvarmenet) frem for at aktivere fleksibilitetspotentialet i bygningerne.

Der er foretaget en nogenlunde fuldstændig kortlægning af de tekniske muligheder og de lovmæssige rammer, disse tiltag operer indenfor¹². De væsentligste tiltag til udnyttelse af bygningernes fleksibilitetspotentiale er derpå udvalgt til nærmere rentabilitetsanalyse.

Elbilers bidrag indgår ikke i analysen. Når vi omtaler batterier, er det således ikke bilbatterier men batterier til bygninger.

Fremtidigt energisystem

Et realistisk bud på et fremtidigt energisystem er beregnet vha. el- og fjernvarmemarkedsmodellen Balmorel og derpå er de fremtidige marginale samfundsøkonomiske energipriser udledt. Der er analyseret et stort modelområde, nemlig Nordvest- og Centraleuropa undtaget den Iberiske halvø og Balkanlandene).

Vi har set nærmere på bygningernes mulige bidrag i 2030 og 2050. Disse år er valgt, fordi de går igen i Danmarks klimamålsætninger.

¹² For mere information henvises til Baggrundsrapport 2.

Elektrificering, sol og vind	Der er betydelig usikkerhed om, hvordan omstillingen til et lavemissionssamfund konkret kommer til at ske. De fleste analyser fra bl.a. Klimakommissionen, Energikommissionen og universiteter, peger dog på elektrificering og øget udbygning med sol og vind, som den mest attraktive vej fremad. Og med de prisreduktioner på vind, solceller, energilagring og elbiler vi har set i de seneste år, forekommer den udviklingsvej mere og mere realistisk.
Sammenkoblet system	<p>Der er som altid ved langsigtede fremskrivninger af denne type væsentlige usikkerheder vedrørende CO₂-pris, teknologiudvikling (fleksibilitet herunder potentialet for brændselsskift og værdien heraf, lagringsmuligheder, drift) og hastigheden for omstillingen.</p> <p>Danmark er koblet tæt sammen med nabolandene via kraftige transmissionsforbindelser. Udviklingen af elsystemet i det øvrige Europa (herunder udbygningen med vind, sol og atomkraftkapacitet) har derfor stor betydning for de fremtidige elpriser i Danmark. Derfor indgår ikke bare det danske system i den opstillede model men også Nordvest- og Centraleuropa, dog ikke den Iberiske halvø og Balkan-landene.</p>
Full foresight	Balmorel-modellen foretager en systemoptimering af investeringer og drift for årene 2030 og 2050. Modellen antager full foresight (f.eks. at vi ved hvornår vinden blæser og hvad elforbruget er time for time), fuld konkurrence og ignorerer verdenen uden for det valgte (store) geografiske område.
Scenarier	Fremtidige investeringer afhænger af teknologiforudsætninger, brændselspriser, CO ₂ -pris mv. De vigtigste antagelser er listet i Tabel 2 nedenfor.

Brændselspriser	World Energy Outlook 2017 Sustainable development scenarie
CO ₂ -pris	15 EUR/ton i 2030 stigende mod 100 EUR/ton i 2050
VE frem til 2030	Udbygning med VE frem til 2030 i overensstemmelse med nationale forudsætninger (for Danmark anvendes Energinets analyseforudsætninger og for Tyskland Netzentwicklungsplan) eller fremskrivninger fra ENTSO-E's Best Estimate scenarie.
A-kraft	DE: Udfasning i 2022. SE: Gradvis udfasning efter 2040. FR: Delvis udfasning mod 2050. Udbygning i UK, FI og PL.
Kul	Udfasning af kul i en række lande i Europa frem mod 2030
Transmissionsnet	Følger eksisterende planer frem til 2030. Derefter modelbaseret udbygning baseret på økonomisk optimering.

Tabel 2: Nøgleantagelser i det gennemførte modelarbejde.

Fremtidsbillederne for 2030 og 2050 modelleret i Balmorel er langt hen ad vejen identiske med Energistyrelsens nationale vindscenarie opstillet i rapporten 'Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050' fra maj 2014, dog adskiller de sig på følgende væsentlige punkter:

- Udvikling af fjernvarme- og elsystemet bestemmes via en økonomisk optimering under givne rammevilkår (IEAs '450 ppm' scenarie og ikke 'New Policies' scenariet) i form af brændsels- og CO₂-priser.
- Der indgår en detaljeret simulering af el-udveksling med Danmarks nabolande.
- I 2050 forudsættes en høj CO₂-pris, som drivende for den grønne omstilling.
- Opdaterede priser på VE-teknologier, som bl.a. betyder, at solceller vil spille en betydelig rolle i fremtidens elforsyning.
- Der indgår ikke etablering af brintfabrikker i Danmark.
- Der indgår heller ikke etablering af storskala biobrændstoffabrikker i Danmark.

Afgrænsning

Helt overordnet omfatter arbejdet præsenteret i denne rapport ikke stillingtagen til, om det bedre kan betale sig for samfundet, at der gennemføres tiltag i det centrale energisystem og energinet i stedet for lokalt at aktivere bygningerne. F.eks. om det er mere samfundsøkonomisk rentabelt at installere varmepumper i fjernvarmenet frem for at supplere eksisterende fjernvarmeforsynede bygninger med hybridvarmepumper.

Der er *ikke* analyseret feedback i modellen, dvs. hvor bygningers fleksibilitet i elforbruget påvirker elpriserne. Tidligere analyser viser, at ændringer i forbrugsmønstrene for danske elforbrugere kun i meget begrænset omfang vil påvirke prisen i elmarkedet.

Flaskehalse i lokale net er heller ikke vurderet.

Følsomhed

Der er beregnet et sæt timepriser for de to år 2030 og 2050 for hvert af prisområderne Øst- og Vestdanmark (også omtalt som DK1 og DK2) samt hvert af de 54 danske fjernvarmeområder.

Der er en væsentlig forskel mellem elspotpriserne for Øst- og Vestdanmark. Derfor beregnes potentialet for fleksibilitet af et givent tiltag i eksisterende bygninger både for en situation med Øst-priser og en situation med Vest-priser, som udtryk for hvor robust et tiltags rentabilitet er – en slags følsomhedsvurdering. På samme vis anvendes fjernvarmepriserne for to forskellige fjernvarmeområder til at angive potentiel følsomhed for ændringer i fjernvarmepriserne.

Udvalgte tiltag

Rentabiliteten af særligt illustrative eksempler på bygningstiltag er beregnet vha. prisdata fra modelarbejdet. Vores resultat er et først bud på en metodisk tilgang til vurdering af samspilsmulighederne mellem system og bygninger samt mulighedernes systemmæssige rentabilitet. Arbejdet er således at betragte som et første skridt, der senere kan udbygges med flere nuancer og tiltag.

Generelle antagelser

Der er gjort følgende overordnede antagelser i rentabilitetsberegningerne:

- Samfundsøkonomisk analyse, hvor der indgår prissætning af CO₂, men hvor de eksisterende energiafgifter ikke indgår. F.eks. var de netop ændrede afgifter særligt en hindring for fleksibel anvendelse af el til varme (f.eks. fuel shift med elpatron) i bygninger, pga. den forholdsvis høje elvarmeafgift.
- Investeringer i fleksibilitetstiltag omfatter kun den nødvendige investeringsomkostning til selve løsningen og ikke nogen form for omkostning til promovning af tiltaget.
- Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid.

Da der er tale om lange tidshorisonter og dermed en vis usikkerhed, har vi prioriteret at have en nogenlunde ensartet tilgang i beregningerne for de forskellige tiltag. Vi har bevidst undgået mange detaljer. F.eks. er gennemtrængningen af tiltagene sat til 50% i alle segmenter og forbrugerprisen er ens for alle fire kundesegmenter – parcel-, stue-, rækkehuse (PSR), etageboliger (E), handel & service (H&S) samt institutioner (Inst). Et næste skridt kunne være at forfine beregningerne for de mest lovende tiltag.

Vi har fra Balmorel-kørslerne beregninger af fjernvarmepriser for hvert af de 54 fjernvarmeområder repræsenteret i modellen. Vi har dog af hensyn til overskueligheden valgt blot at vise rentabilitetsberegninger for et enkelt fjernvarmeområde, nemlig Esbjerg.

Bemærk, at vi som nævnt anvender prisforskellen mellem Øst- og Vestdanmark til at illudere en form for usikkerhedsbetragtning. Så, når vi i rentabilitetsbetragtningerne nævner øst og vest, er det ikke den geografiske fordeling af kunder, men to forskellige prisniveauer vi ønsker at signalere.

Bemærk, at termen ”varmepriser” i denne analyse og rapport ikke referer til kundetariffer, men derimod de marginale dispatch-omkostninger. Det svarer til den samfundsøkonomiske marginale varmepris.

Markedsydelse

Vi har valgt at se eksisterende på bygningers bidrag i spotmarkedet og regulerkraftmarkedet. Der vil dog også være muligheder for at agere på andre markeder.

4 Prisudvikling 2030 og 2050

Hvad bringer fremtiden? Værdien af det fleksible elforbrug er drevet af prisvariationerne i elmarkedet. Analyser af priserne på spotmarkedet peger i retning af større prisvariation i elpriser i fremtiden (f.eks. større andel af vindkraft), men også andre forhold, som modvirker dette (f.eks. udvikling af markedsregler). Nye transmissionsforbindelser kan betyde både større og lavere prisvariationer. Bedre forbindelser til Norge og Sverige vil generelt betyde lavere prisvariation (pga. lettere adgang til vandkraft), mens bedre forbindelser til Tyskland kan betyde større prisvariationer (da Tyskland har meget vedvarende energi). Tørår og vådår vil for en periode betyde stor variation i priserne. Også forhold såsom den generelle kapacitetsbalance har stor betydning. Hvis kapacitetsbalancen er trængt, så giver det større prisvariation.

Elpriser

Udviklingen i elpriser i et Business-As-Usual (BAU)-scenarie og et Klimascenarie er vist i Figur 2.

I både BAU- og Klimascenariet er engrospriserne på kul, råolie og naturgas fremskrevet til 2030 og 2050 i overensstemmelse med IEA's Sustainable Development Scenario fra World Energy Outlook 2017. Scenarierne forudsætter en gradvis stigning i naturgasprisen over tid til knap 50 kr./GJ i 2030 og ca. 55 kr./GJ i 2050. Kulprisen forudsættes at ligge på ca. 18 kr./GJ i både 2030 og lidt lavere i 2050. Prisen på råolie forudsættes at stige hen mod 2030, hvorefter den falder.

Efter 2030 er elprisstigningen begrænset, hvilket primært skyldes fortsat reduktion af omkostninger til sol og vind. De sorte cirkler i Figur 2 indikerer, hvilke elprisscenarier der er anvendt i vurderingen af potentialet for fleksibelt forbrug i eksisterende bygninger. For 2016 er der anvendt historiske priser, for 2030 og 2050 er der anvendt priser fra Klimascenariet.

Der henvises til Baggrundsrapport 1 for nærmere uddybning af, hvori de to scenarier består.



Figur 2: Elpriser i hhv. Vest- og Østdanmark i de modellerede BAU- og Klimascenarier. De sorte cirkler indikerer, hvilke elprisscenarier der er anvendt i vurderingen af potentialet for fleksibelt forbrug i eksisterende bygninger. Bemærk, at y-aksen ikke starter i nul.

Elspotpriser

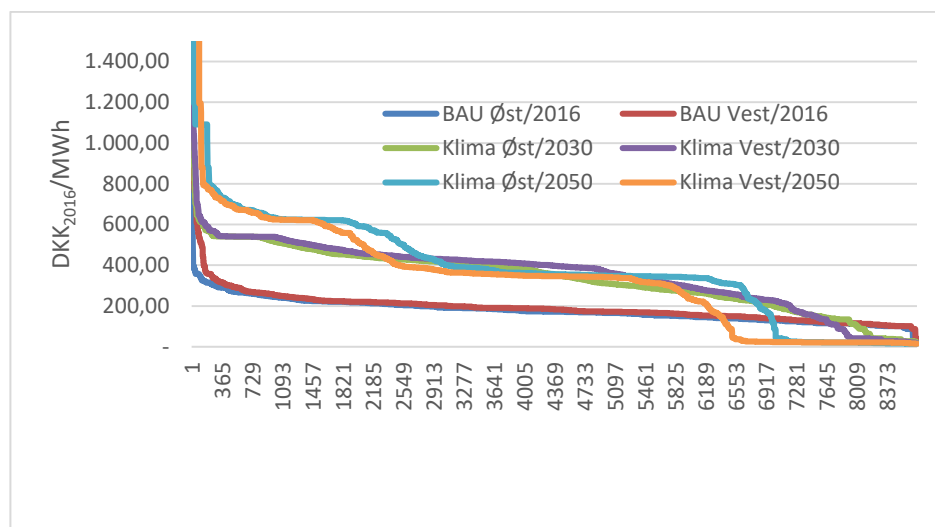
I Figur 3 viser varighedskurver for de beregnede elspotpriser for 2016, 2030 og 2050. Der ses en markant udvikling i prisbilledet. Den kraftige udbygning med VE resulterer i væsentligt flere timer med lave elpriser end i dag, men også flere timer med høje elpriser. De høje priser skyldes, at brændselspriser og CO₂-priser forventes at stige, hvilket øger produktionsomkostningen på fossile brændsler og giver incitament til at skifte fra kul til gas og biomasse, som er dyrere brændsler. Værdien af det fleksible elforbrug er således stigende hen mod 2050.

Der bliver frem mod 2050 timer, hvor elspotprisen er lavere end fjernvarmeprisen, men modsat bliver der flere timer, hvor elspotprisen er lavere end gasprisen.

I Tabel 3 er vist udviklingen i det årlige gennemsnit af forskellen mellem den enkelte dags dyreste og billigste time. Det ses, at modellens resultat for 2016

er tæt på det faktiske prisniveau i 2016 og til den konservative side. Dette er ønskeligt, da vi dermed undgår at modellens prisniveauer bidrager til en overvurdering af bygningers potentiale for at bidrage til energisystemet.

Bemærk, at modellen ikke genererer negative priser, idet både sol og vind stoppes, hvis spotprisen kommer under de variable omkostninger for disse teknologier.



Figur 3: Varighedskurver for de modelbaserede elspotpriser i 2016, 2030 og 2050. Enkelte timer har værdier over 1.500 DKK₂₀₁₆/MWh og er ikke vist på grafen.

Pejlemærke 1 (DKK2016/MWh)	Østdanmark (DK1)	Vestdanmark (DK2)
Faktisk 2016	116	148
Model 2016	104	138
Model 2030 Klima-scenarie	315	372
Model 2050 Klima-scenarie	213	250

Tablet 3: Pejlemærke 1: Årligt gennemsnit af forskellen mellem elspotprisen i den enkelte dags dyreste og billigste time eksklusive transport (DKK₂₀₁₆/MWh).

Regulérkraftpriser

Øget udbygning med vind- og solenergi produktion kan øge ubalancerne i systemet. Med fortsat udbygning af fluktuerende energi må det dog ventes, at efterspørgslen efter reguleringsydelse vil stige i Danmark og nabolandene, og på sigt vil udgøre en stigende del af den samlede el-omsætning. Det bør dog nævnes i den forbindelse, at det årlige behov for regulering i Danmark faktisk har været faldende gennem de senere år måske på grund af en forbedret

markedsfunktion – bedre anvendelse af intraday markederne – eller bedre prognoser.

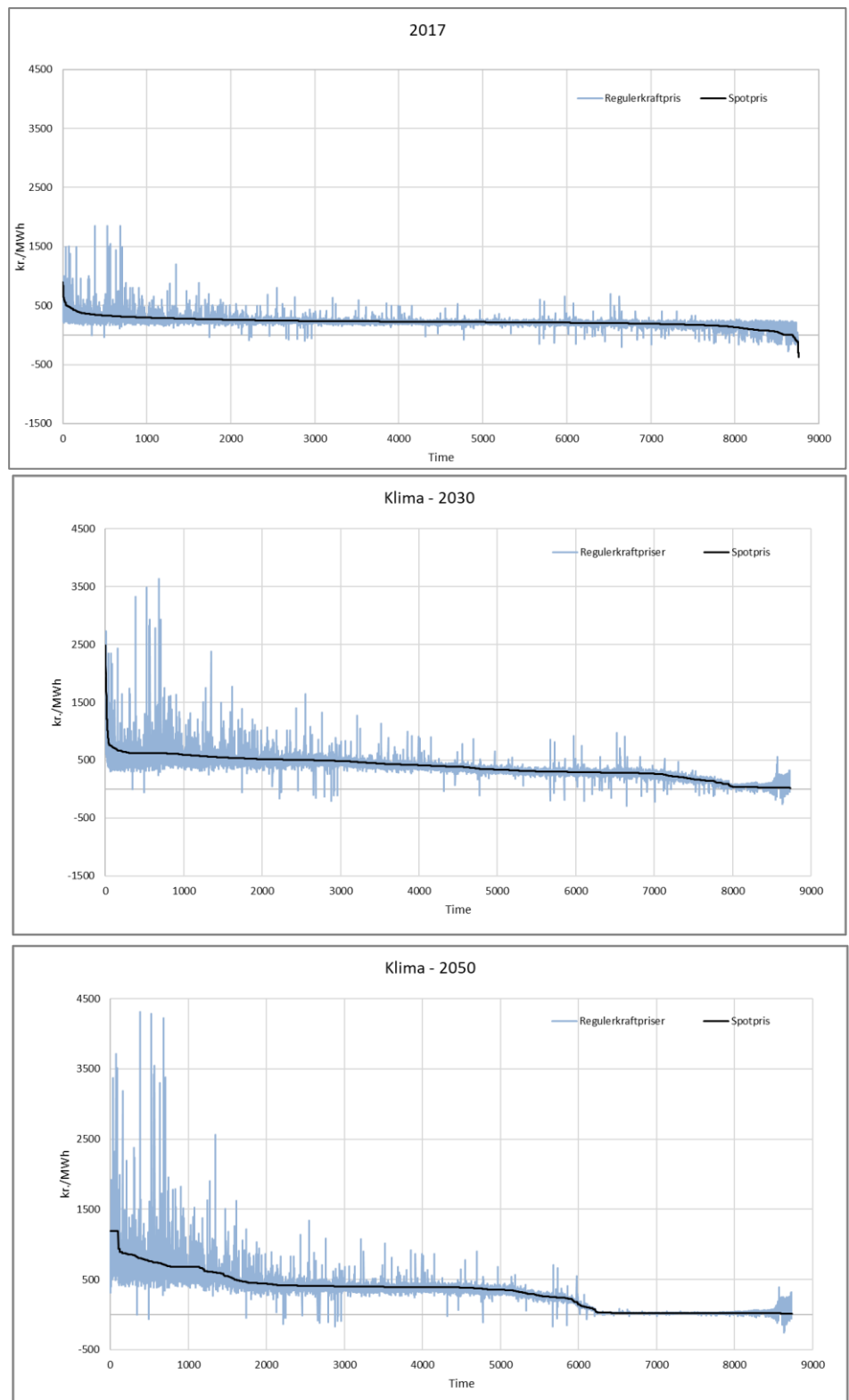
Regulérkraftprisen time for time i 2030 og 2050 er ikke modelleret direkte, men i stedet beregnet ud fra det historiske forhold mellem elspotpris og regulérkraftpris. Arbejdstrinene har været som følger:

- Først udledes forholdet mellem den historiske elspotpris og historiske regulérkraftpris i 2017.
- Derpå følger en vurdering af, hvorvidt der var tale om opregulering, ingen regulering eller nedregulering i den enkelte time.
- Dernæst anvendes de i Balmorel modellerede elspotpriser i 2030 til at beregne 2030 regulérkraftprisen time for time vha. forholdstallet, og de fremkomne priser kalibreres så de passer til varighedskurven.
- På samme måde beregnes regulérkraftpriserne for 2050.

Forbehold

De beregnede regulérkraftpriser bør anvendes med forsigtighed, da der ikke er foretaget en egentlig modellering af det fremtidige regulérkraftmarked, og fordi der generelt vurderes at være betydelig usikkerhed omkring udbud og efterspørgsel i det fremtidige regulérkraftmarkedet.

Prisresultatet er vist i Figur 4, hvor også elspotprisen er plottet ind til sammenligning. Andelen af årets timer, hvor der sker opregulering, ingen regulering eller nedregulering fordeler sig nogenlunde ens for de tre nedslagsår med en tredjedel til hver af de tre typer af reguleringsbehov.



Figur 4: Elspotpriser og regulérkraftpriser, 2017, 2030 og 2050 (Kilde til spotpriser for 2030 og 2050: Balmorel-kørsel. Regulérkraftpriser 2030 og 2050 er beregnet på basis af historiske korrelationer mellem spot og regulérkraftpriser).

Andel af årets timer	2017	2030	2050
Opregulering (= reducere elforbrug)	33%	31%	31%
Ingen regulering	29%	35%	35%
Nedregulering (= øge elforbrug)	35%	34%	34%

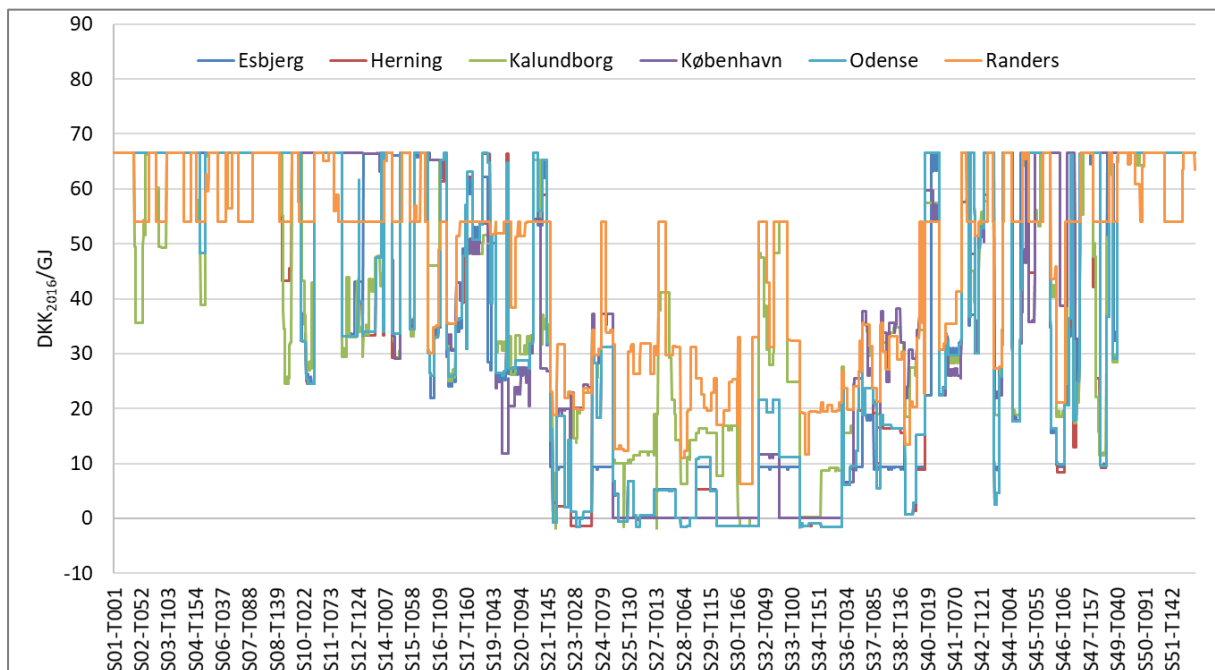
Tabel 4: Andel af årets timer, hvor der sker opregulering, ingen regulering eller nedregulering (Kilde: Balmorel-kørsler).

Det ses af figurerne oven over, at der er stor forskel på prisniveauet for dyreste og billigste regulérkrafttime, men også at der er stor forskel mellem elspotpris og regulérkraftpris, og at det i den enkelte time kan være en hel del mere fordelagtigt at tilbyde ydelse til regulérkraftmarkedet. Den relative fordeling mellem de tre (op-, ingen og ned-regulering) forbliver nogenlunde den samme (se Tabel 4) pga. måden hvorpå tallene for 2030 og 2050 er dannet, selvom de absolutte værdier varierer.

Varmepriser

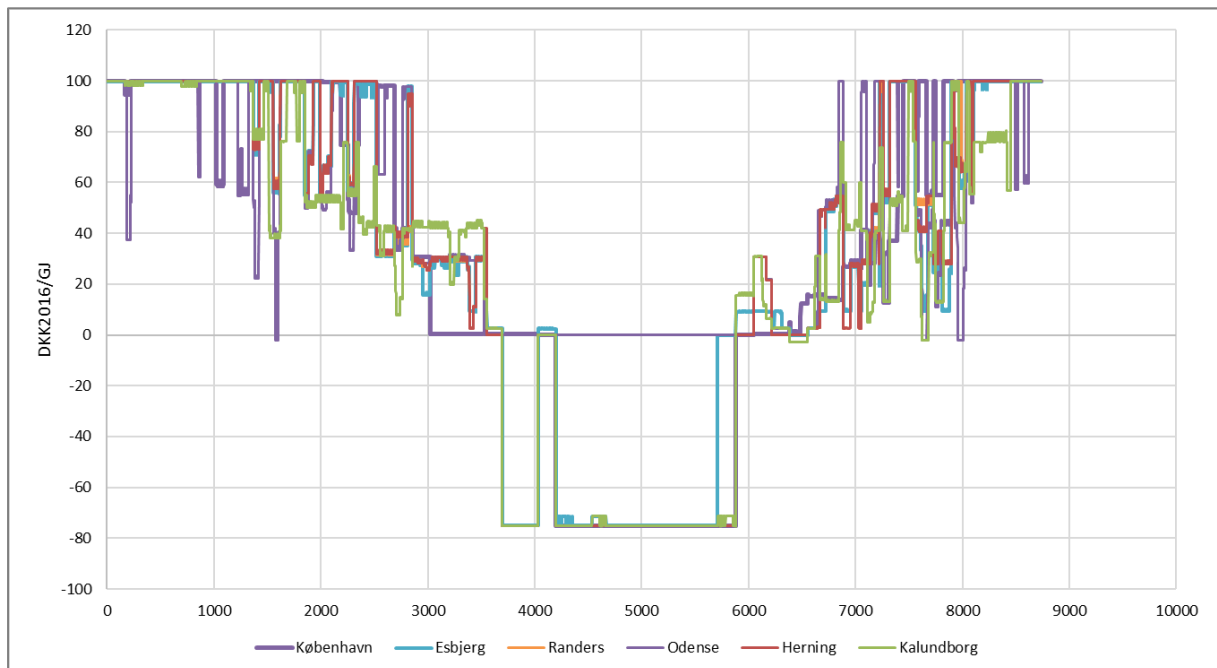
Balmorel-modelleringen foretaget i dette projekt opererer med ca. 50 varmeområder. Figur 5 viser de beregnede varmepriser i 2030 for Esbjerg, Herning, Kalundborg, København, Odense og Randers, mens Figur 6 viser de beregnede varmepriser i 2050. Bemærk, at termen "varmepriser" i denne analyse og rapport ikke refererer til kundetariffer, men derimod de marginale dispatch-omkostninger.

Det ses som forventet, at prisen varierer meget afhængigt af varmeområde. Grunden til, at ingen priser på figuren er over 65 DKK₂₀₁₆/GJ i 2030 skyldes, at det er gaskedler, som sætter prisen i de højeste timer.



Figur 5: Varmepreiser Klima 2030 for seks udvalgte varmeområder (DKK₂₀₁₆/GJ) – Esbjerg (mørkeblå), Herning (rød), Kalundborg (grøn), København (lilla), Odense (lyseblå) og Randers (orange). Bemærk, at termen "varmepreiser" referer til de marginale dispatch-omkostninger.

Der opstår i 2050 negative varmepreiser i sommerperioden, fordi affaldsværkerne modtager betaling for afbrænding af affald, og der i sommerperioden er for lidt varmegrundlag. Vi har i analysen af forbrugssidens potentiale for fleksibilitet valgt at sætte de negative priser til værdien 0, idet det vurderes, at det i praksis vil være muligt for fjernvarmeselskaberne at bortkøle varmen uden væsentlige meromkostninger, hvorved negative varmepreiser kan undgås. Bortkølingsmulighederne er imidlertid ikke fuldt ud repræsenteret i Balmorel.



Figur 6: Varmepriser 2050 for seks udvalgte varmeområder (DKK₂₀₁₆/GJ) – Esbjerg (mørkeblå), Herning (rød), Kalundborg (grøn), København (lilla), Odense (lyseblå) og Randers (orange). Bemærk, at termen ”varmepriser” referer til de marginale dispatch-omkostninger. Alle selskaber på nær Odense har en længere periode om sommeren med negative marginale dispatch-omkostninger

Transportpriser

Udifferetierede (=faste) transporttariffer kan udgøre en hindring for aktivring af nogle fleksibilitetsiltag. Derfor har vi for de relevante tiltag (f.eks. gasfy med elpatron) beregnet værdien af fleksibilitet både i en situation med udifferetierede og med dynamiske transporttariffer.

Transportpriserne anvendt i vores beregninger repræsenterer den gennemsnitlige marginale pris i transmissionsnettet plus det lokale distributionsnet. Der vil dog helt klart være lokale variationer, der kan have betydning for rentabiliteten af de analyserede fleksibilitetsiltag, ligesom man også skal have for øje, at en aktivring af fleksibilitetspotentialer også kan belaste lokale net.

Transportpriserne, vi har anvendt, er priser for mindre forbrugere (dvs. 4.000 kWh el, 18,75 MWh fjernvarme, 2.000 Nm³ gas), uagtet hvilket af de fire bygningssegmenter¹³, vi betragter. Dette er gjort af hensyn til overskueligheden.

¹³ PSR, Etageboliger, Handel & service og institutioner.

Elnet

Når elforbruget stiger ud over det forbrug, som elnettet er dimensioneret til, udløses behov for netinvesteringer. Det er vanskeligt at bestemme elnetbesparelsen, da behovet for netforstærkninger vil afhænge meget af, hvilket net man betragter. I nogle net vil der være god plads til f.eks. varmepumpernes effekttæk, mens det kan kræve umiddelbare forstærkninger i andre net. I takt med, at der tilsluttes flere og flere varmepumper, vil det relative behov for netforstærkninger øges. Behovet skal desuden ses i sammenhæng med andre elektrificeringstiltag – særligt en forøgelse af andelen af elbiler – som ligeledes vil øge behovet for forstærkninger.

Den gennemsnitlige samfundsøkonomiske nettarif omfattende distributions-tarif, transmissionstarif inkl. omkostninger til balanceydelse og forsynings-sikkerhed mv. angives af Energistyrelsen til 29,8 øre/kWh (298 kr./MWh), ekskl. elnettab for husholdninger, hvoraf 21,6 øre/kWh vedrører distributionsnettet.

Analysen fra Energinet og Dansk Energi peger imidlertid på, at den samfundsøkonomiske omkostning til at forstærke elnettet til indpasning af varmepumper og elbiler på kort sigt vil være noget lavere. Det skal ses i sammenhæng med, at store dele af nettet i udgangspunktet er designet så robust, at behovet for merinvesteringer er begrænset eller fraværende, så længe der er tale om en moderat forøgelse af elforbruget (ca. 3 TWh i 2035).

I alt er der for enfamiliehuse i 2030 estimeret en marginal elnetomkostning på 16,6 øre/kWh (166 kr./MWh) som følge af et øget elforbrug. På længere sigt mod 2050 forventes imidlertid et endnu større elforbrug til varmepumper og elbiler mv., hvilket vil øge behovet for forstærkninger i en større andel af distributionsnettene. Vi er imidlertid ikke bekendt med analyser, der systematisk har undersøgt behovet for forstærkninger frem mod 2050 i et scenarie med fuldt gennemslag af varmepumper og elbiler. Frem mod 2050 kan det groft antages, at den marginale omkostning til netforstærkninger gradvist vil nærme sig den gennemsnitlige distributionstarif. Dog vil der fortsat være en del af netomkostningerne, som er uafhængige af aftaget, ligesom der fortsat kan det være net, hvor behovet for forstærkninger er marginalt eller fraværende. Derfor antages det, at netomkostningen til et mer-elforbrug i 2050 vil udgøre 75% af den gennemsnitlige distributionstarif i dag, dvs. 16,2 øre/kWh. Dertil kommer omkostningen i transmissionsnettet på 8,2 øre/kWh baseret på de aktuelle net- og systemtariffer – så omkostningen i gennemsnit udgør 24,4 øre/kWh.

	2016	2030	2050
Eltransport (DKK ₂₀₁₆ /MWh)	166	166	244

Tabel 5: Udifferentierede eltransportpriser (DKK₂₀₁₆/MWh).

Som tidligere beskrevet vil den reelle omkostning imidlertid afhænge af, hvornår kunden bruger el, hvilket nogle elnetselskaber allerede har reageret på ved at indføre tidsdifferentierede tariffer.

I analyserne indgår derfor en "dynamisk" transportpris for el med to trin, der er beregnet ud fra en vægtning af belastningen i de enkelte timer ganget med den udifferentierede transportpris. Til vægtningen har vi valgt at bruge en faktor 2,0 og en faktor 0,8. De fire timer fra og med 18:00-21:59 er vægтет med faktor 2,0 hver dag i året som tilnærmelse til de timer, hvor der typisk er spidsbelastning og de resterende 20 timer er vægтет således, at totalen bliver 24 dvs. med faktor 0,8 hver.

Fjernvarmenet

Fjernvarmenet-omkostninger udgør i mange net en betydelig del af den samlede fjernvarmepris. Netomkostningerne skal dække både kapital- og driftsomkostninger til nettet og nettab. Et reduceret fjernvarmeforbrug over en kortere periode ændrer som udgangspunkt ikke væsentligt på nettabet i fjernvarmenettet, da nettabet afhænger af varmetabet fra rør til omgivelser og dermed af temperaturniveauet og ikke flowet i rørene. Tilsvarende kan et reduceret fjernvarmeforbrug over en kortere periode ikke forventes at påvirke investeringsbehov og drift- og vedligeholdelseskostninger væsentligt. Ved en permanent sænkelse af fjernvarmeforbruget – f.eks. som følge af dybdegående energireoveringer – vil det være realistisk at sænke temperaturerne i nettet og/eller vælge mindre rørdimensioner. Ved korttidsreduktioner i varmeforbrug vil der imidlertid næppe være væsentlige reduktioner at hente. På driftssiden vil et reduceret fjernvarmeforbrug selv over korte periode dog reducere behovet for pumpning.

Det er beregningsmæssigt forudsat, at den samfundsøkonomiske besparelse på investeringer og drift net af drift svarer til 10% af den aktuelle fjernvarme-dispatchpris alle tre år. Det vil sige, at størrelsen varierer time-for-time og for hvert fjernvarmeområde. Til illustration af, hvor stor den er relativt til transportprisen for el og for naturgas, har vi beregnet den gennemsnitlige faktiske størrelse for Esbjerg – se Tabel 6.

Fjernvarme (DKK ₂₀₁₆ /MWh)	2016	2030	2050
Gns. marginal varmepris	269	134	170
Gns. fjernvarme transportpris	26,9	13,4	17,0

Tabel 6: Gennemsnitlig værdi af de "dynamiske" varmetransportpriser (DKK₂₀₁₆/MWh).

Gasnet

Ifølge Energistyrelsens 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, maj 2017' (omkostninger til transport, lager og avancer ekskl. sunk cost) antages gasnettariffen at være 29,2 kr./GJ i 2020, faldende til 10,3 kr./GJ i 2030.

Der forventes imidlertid et fald i gasforbruget i Danmark frem mod 2050, og det eksisterende gasnet vurderes derfor at være fuldt tilstrækkelig til at håndtere det fremtidige forbrug. I det lys vurderes det som udgangspunkt ikke, at der er en gasnetbesparelse forbundet med marginale reduktioner i gasforbruget som følge af gasbesparelser. Gastariffen er derfor ikke indregnet i de marginale forsyningsomkostninger. Betydningen af at inkludere en marginal gasnetomkostning er i stedet undersøgt i en følsomhedsberegning.

5 Potentielt bidrag

Analyserede fleksibilitets tiltag

Energiforbruget (el og varme) opdelt på bygningstyperne og for varmekonsumet yderligere opdelt efter forsyningsart (fjernvarme, naturgas, olie, el og varmepumpe, biomasse) fremgår af baggrundsrapporten 'Analyser af potentialer, omkostninger og andre barrierer for samspil mellem bygninger og forsyningsystem'. Med baggrund heri omhandler nævnte baggrundsrapport en vurdering af de tekniske potentialer for energibesparelser og specielt teknologier for muligt fleksibelt samspil med et smart energisystem.

Nettoomkostningen af et antal fleksibilitets tiltag er undersøgt nærmere for at belyse rentabiliteten af bygninger potentielle bidrag til energisystemets fleksibilitet set fra systemets perspektiv. Der er ikke foretaget en fuldstændig kortlægning og kvantificering af alle muligheder, men i stedet udvalgt 11 særligt illustrative eksempler, som til sammen repræsenterer de væsentligste muligheder for at udnytte elspot- og regulérkraftmarkedets priser.

En oversigt over de analyserede tiltag kan ses i Tabel 7 nedenfor. Flere detaljer kan findes i Baggrundsrapport 3. Da der er tale om lange tidshorisoner og en vis usikkerhed, har vi prioriteret at have en nogenlunde ensartet tilgang i beregningerne for de forskellige tiltag og har bevidst undgået mange detaljer. F.eks. er gennemtrængningen af tiltagene sat til 50% i alle segmenter.

	Type	Tiltag	Applikation	Betragtede priser
1	Skift i energi-art	Elpatron hos naturgaskunder	Lav elspotpris	Naturgas- vs. elspotpris
2		Elpatron hos fjernvarmekunder		Fjernvarme- vs. elspotpris
3		Hybridvarmepumpe hos naturgaskunder		Naturgas- vs. elspotpris
4		Hybridvarmepumpe hos fjernvarmekunder		Fjernvarme- vs. elspotpris
5	Forskydning	Prisafhængigt fjernvarmekonsum hos fjernvarmekunder	Lav og høj fjernvarmepris	Udsving i fjernvarmepris
6	Forskydning	Prisafhængigt brug af køle-/fryseaggregat i husholdninger, virksomheder og institutioner	Lav og høj elspotpris	Udsving i elspotpris
7		Prisafhængig brug af elvarme		
8		Prisafhængig brug af ventilation		
9		Prisafhængig brug af batterier		
10	Skift i energi-art + service	Elpatron hos naturgaskunder	Efterspørgsel efter regulérkraft	Naturgas- vs. elspot- vs. regulérkraftpris
11		Elpatron hos fjernvarmekunder		Fjernvarme- vs. elspot- vs. regulérkraftpris

Tabel 7: Analyserede fleksibilitets tiltag.

Elpatroner og hybridvarmepumper kan drage fordel af de elspotpriser, som er lavere end f.eks. naturgas eller fjernvarmepriser. Forskellen mellem elpatron og hybridvarmepumpe er, at hybridvarmepumpen er dyrere end elpatronen, men til gengæld betyder hybridvarmepumpens COP en flerfoldig gevinst.

Et første skridt for fjernvarmekunder er dog at forskyde deres forbrug alt efter, hvilke timer af døgnet fjernvarmeprisen er høj eller lav vha. simpel automatik. Analogt kan køle-/fryseaggregater udnytte de høje og lave elspotpriser. Ventilationssystemer kan agere på samme vis og har større kapaciteter men også flere kompleksiteter.

Batterier kan ligeledes udnytte høje og lave elspotpriser, men har i højere grad mulighed for at lagre energien ved lave priser end bygninger og køle-/fryseaggregater. Det er til og med muligt at sælge den lagrede energi ved høje priser, såfremt man ikke selv aftager den.

Det sidste eksempel inkluderet her er brug af elpatroner til at tilbyde regulérkraft-ydelser. Der er nemlig ikke sammenfald mellem de timer, hvor elspotprisen f.eks. er særligt lav og så timer med høje regulérkraftpriser. Det vil sige, at elpatronen kan bruges til at drage fordel af både elspot- og regulérkraftmarkedet.

Er transportprisen fast, kan det betyde, at udsving i energipriser ikke slår væsentligt igennem i den samlede energiomkostning. Derfor har vi som led i analysen udarbejdet og anvendt en tidsdifferentieret pris for den samfundsøkonomiske marginale omkostning for transmission og distribution – her kaldet transportprisen. For mere information om denne henvises til Baggrundsrapport 1.

Fokus for analysearbejdet har været at give et bud på en metodisk tilgang til vurdering af samspilsmulighederne. Arbejdet er således ikke et bud på det samlede potentiale i eksisterende bygninger, men er at betragte som et første skridt, der senere kan udbygges med flere nuancer og tiltag.

Tabel 8 og Tabel 9 præsenterer et overblik over tiltagenes rentabilitet og fleksibilitetspotentiale for 2030 og 2050 opgjort per kundesegment. Lignende tal foreligger for 2016 og kan findes i Baggrundsrapport 3. Rentabiliteten svarer til nettoomkostningen, som er fleksibilitetstiltagets investeringsomkostning minus besparelsen eller indtægten ved at aktivere fleksibilitetstiltaget.

Midlertidigt skift i energiart

Midlertidige skift i energiart – også kaldet ”fuel shift” – vha. f.eks. elpatron og hybridvarmepumper kan bidrage med fleksibilitet allerede i dag.

Som vist i Tabel 8 er *elpatroner* i samspil med gasfyr ikke rentabelt i 2030. Gasprisen stiger dog væsentligt fra 2030 til 2050, og elpatron i samspil med gasfyr bliver i 2050 rentabelt i handel & service samt institutioner¹⁴. I samspil med fjernvarmeanlæg er elpatronen heller ikke et rentabelt tiltag i 2030, men i 2050 bliver tiltaget klart rentabelt i alle segmenter undtaget hos parcel-, stue- og rækkehuse. Andelen af timer per år, hvor tiltaget kan være relevant at aktivere, stiger for begge tiltag fra 2030 til 2050.

Situationen for *hybridvarmepumper* er noget anderledes. Varmepumpetiltaget er klart urentabelt for parcel-, stue- og rækkehuse, handel & service samt institutioner i både 2030 og 2050 hvad enten, der er tale om, samspil med gasfyr eller fjernvarmeanlæg.

For etageboliger med gasfyr er varmepumpetiltaget nogenlunde rentabelt i 2030 men klart rentabelt i 2050 pga. den betydeligt højere CO₂-pris i 2050. Grunden til den meget positive økonomi hos etageboliger sammenlignet med handel & service og institutioner skyldes, at investeringen per bygningsforbrug er ca. en halv gang lavere end for de øvrige bygninger, og dermed står besparelsen bedre mål med den nødvendige investering.

Det skal bemærkes, at elforbruget til hybridvarmepumpen i 2030 og 2050 er billigere end gasforbruget i næsten alle årets timer (99%)¹⁵. Fordelen ved hybridvarmepumpen er, at den i og med, at varmepumpen kan aktiveres så meget af tiden, har stor mulighed for at udnytte billig vind samtidig med at der er værdi i, at man har naturgaskedlen som backup, så man kan afkoble fra el, når elpriserne er meget høje.

Prisforskellen mellem el og gas er dog ikke tilstrækkelig stor til, at det mange antal timer gør tiltaget rentabelt i segmenterne parcel-, stue- og rækkehuse, handel & service samt institutioner.

¹⁴ Resultatet bliver lidt mere positivt i 2050, når der anvendes elpriser for Vestdanmark, og elpatron i samspil med gasfyr bliver rentabelt.

¹⁵ Hvis varmepumpens effektivitet i stedet for 4 var 3, ville andelen af aktivérbare timer stadig være relativt høj, nemlig 89% i 2030 og 93% i 2050.

Tiltag 2030	Andel timer per år, hvor tiltag attraktivt	Nettoomkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)			
		Parcel-, stue-, og rækkehuse	Etageboliger	Handel & Service	Institutioner
Elpatron v. gasfyr	7%	640	1.410	810	870
Elpatron v. fjernvarme, Esbjerg	7%	590	1.210	520	630
Hybrid varmepumpe v. gasfyr	99%	1.530	-440	9.360	10.670
Hybrid varmepumpe v. fjv, Esbjerg	51%	1.660	2.440	10.320	11.500

Tiltag 2050	Andel timer per år, hvor tiltag attraktivt	Nettoomkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)			
		Parcel-, stue-, og rækkehuse	Etageboliger	Handel & Service	Institutioner
Elpatron v. gasfyr	17%	350	250	-850	-570
Elpatron v. fjernvarme, Esbjerg	11%	330	-810	-1.130	-1.720
Hybrid varmepumpe v. gasfyr	99%	550	-4.330	3.790	5.820
Hybrid varmepumpe v. fjv, Esbjerg	44%	1.250	-4.370	6.900	3.860

Tabel 8: Nettoomkostning i 2030 og 2050 af fuel shift tiltag målrettet spotmarkedet og andel timer/år, hvor tiltaget er aktivt. En negativ nettoomkostning betyder, at det pågældende tiltag er rentabelt. Prisniveauet anvendt til beregning af de viste nettoomkostninger er priser for Østdanmark. Tendensen er dog meget nær det samme, når der anvendes priser for Vestdanmark. Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid.

Forskydning af forbrug

Forskydning af forbrug til *køle-/fryseaggregater* og *ventilation* på basis af udsving i elspotprisen er ikke rentabelt uanset år. Størrelsen af det mulige effektivtbidrag (MW) fra *køle-/fryseaggregater* og *ventilation* er desuden relativt lille. Antager vi, at merinvesteringen i fleksible *køle-/fryseaggregater* er nul, idet fleksibiliteten forventes i fremtiden at kunne være en integreret del af de producerede aggregater, så bliver aktivering af *køle-/fryseaggregater* dog rentabelt. Antager vi, at merinvesteringen for justering af styringen af ventilationsanlæg er begrænset, så ligger ventilationstiltaget dog stadig kun "lige på vippen" til at være rentabelt at udnytte.

Batterier indkøbt specifikt til at udnytte elspotmarkedet er heller ikke et rentabelt tiltag. Er batteriet derimod indkøbt med andet formål, så kan det give god mening. Størrelsen af det potentielle bidrag til fleksibilitet vil afhænge af de begrænsninger, som den øvrige brug af batteriet vil sætte.

Forskydning af forbruget til *elvarme* er i 2030 og 2050 rentabelt for etageboliger og institutioner, men urentabelt for parcel-, stue- og rækkehuse samt

handel & service. Årsagen er, at det gennemsnitlige varmeforbrug per bygning er relativt højt i etageboliger og institutioner.

Forskydning af fjernvarmeforbruget kan betale sig i alle segmenter, da vi har antaget, at aktivering af disse anlæg ikke kræver nogen nævneværdig investering. Teknologien er så at sige allerede i stilling, og der mangler blot et prissignal, som giver forbrugerne incitament til at agere. Men besparelsen er ikke overvældende.

Tiltag 2030	Andel timer per år, hvor tiltag attraktivt	Nettoomkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)			
		Parcel-, stue-, og rækkehuse	Etageboliger	Handel & Service	Institutioner
Køle-/fryseaggregat	28%	350	230	1.380	810
Elvarme	28%	130	-3.410	420	-1.610
Ventilationsanlæg	28%	Ej aktuelt	1.360	1.900	2.280
Fjernvarme	5%	-30	-120	-170	-150
Batteri	24%	2.330	10.840	27.180	20.570

Tiltag 2050	Andel timer per år, hvor tiltag attraktivt	Nettoomkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)			
		Parcel-, stue-, og rækkehuse	Etageboliger	Handel & Service	Institutioner
Køle-/fryseaggregat	28%	350	230	1.420	840
Elvarme	28%	240	-1.450	730	-540
Ventilationsanlæg	28%	Ej aktuelt	1.370	1.910	2.290
Fjernvarme	5%	-50	-310	-300	-370
Batteri	19%	1.950	9.350	23.660	17.870

Table 9: Nettoomkostning i 2030 og 2050 af forskydningstiltag målrettet spotmarkedet og andel timer/år, hvor tiltaget er aktivt. Prisniveauet anvendt til beregning af de viste nettoomkostninger er priser for Østdanmark. Tendensen er dog meget nær det samme, når der anvendes priser for Vestdanmark. Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid.

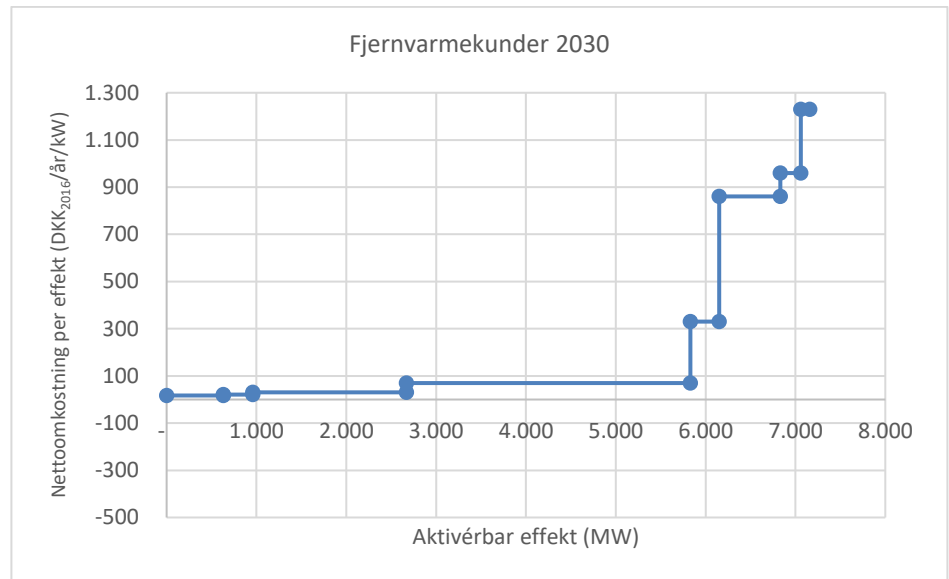
Fleksibel effektmængde

Formålet med at aktivere eksisterende bygninger er at medvirke til bedre prisdannelse på energimarkedene (økonomisk) og bedre systembalance (teknisk). Det er derfor relevant at se på, hvor stort et effektbidrag (MW) der aktiveres i en given time.

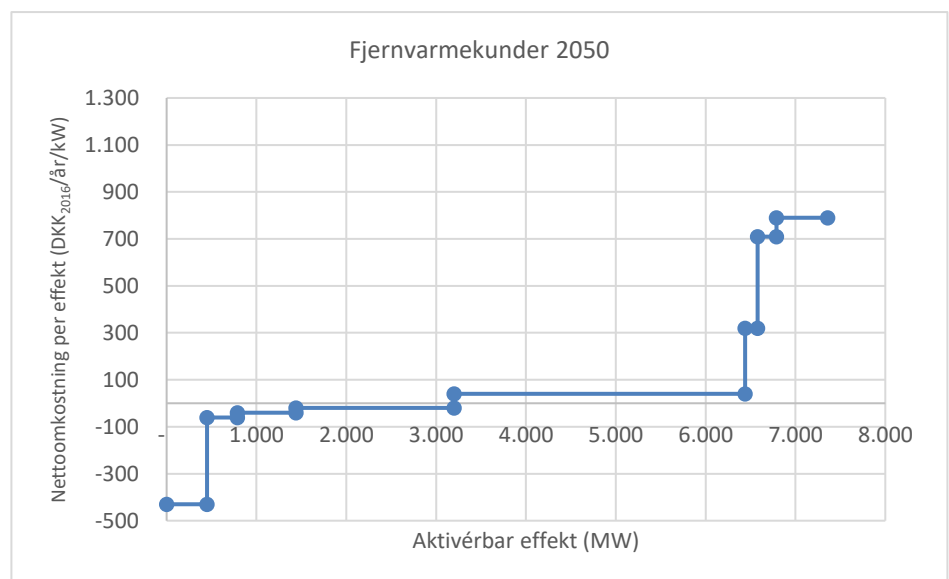
For at give et visuelt indtryk af volumen af den fleksibilitet som eksisterende bygninger kan bidrage med til energisystemet, har vi opstillet såkaldte "marginale abatements cost" (MAC) kurver.

De to gange to nedenstående figurer viser MAC-kurver for hhv. 2030 og 2050 for de to tiltag, som består af et skift i energiart – elpatron og hybridvarmepumpe – for de fire forskellige bygningssegmenter. Fælles for disse tiltag er, at de i princippet kan aktiveres i et ubegrænset omfang tidsmæssigt set. Tabel 10 og Tabel 11 indeholder datasættene, der ligger til grund for de to gange to MAC-kurver. Det bør bemærkes, at vi har antaget tidsdifferentieret marginal transportpris på både el og fjernvarme.

Skift fra fjernvarme



Figur 7: Fjernvarmekunder – MAC-kurver for 2030 for de to tiltag, som består af et skift i energiart.



Figur 8: Fjernvarmekunder – MAC-kurver for 2050 for de to tiltag, som består af et skift i energiart.

2030				
Tiltag og segment blandt fjernvarmekunder	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – E	5	2.440	330	320
Elpatron v. fj. Esbjerg – Inst	2	630	20	330
Elpatron v. fj. Esbjerg – H&S	1	520	20	630
Elpatron v. fj. Esbjerg – E	3	1.210	30	1.710
Elpatron v. fj. Esbjerg – PSR	4	590	70	3.160
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – Inst	8	11.500	1.230	100
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – H&S	7	10.320	960	230
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – PSR	6	1.660	860	680

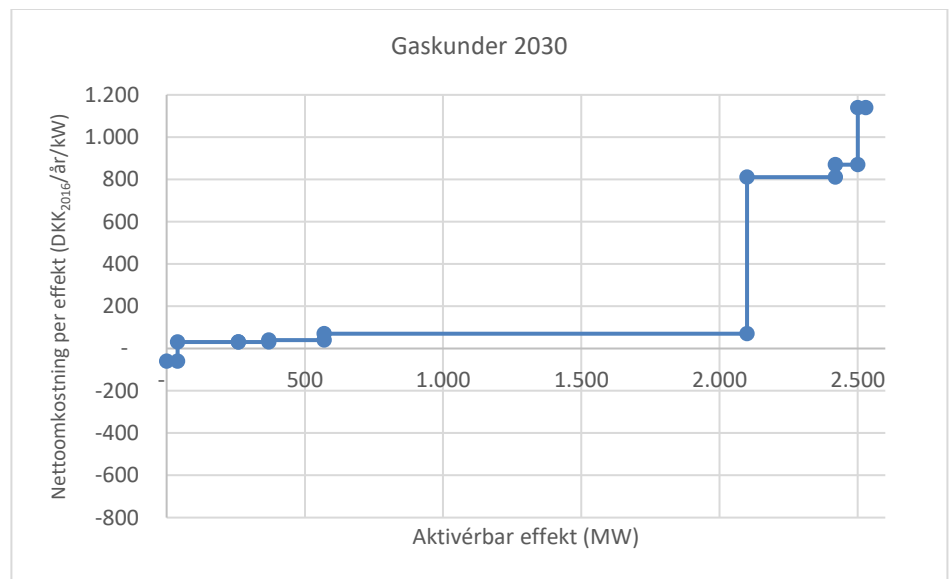
2050				
Tiltag og segment blandt fjernvarmekunder	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – E	1	-4.370	-430	450
Elpatron v. fj. Esbjerg – Inst	2	-1.720	-60	340
Elpatron v. fj. Esbjerg – H&S	3	-1.130	-40	650
Elpatron v. fj. Esbjerg – E	4	-810	-20	1.760
Elpatron v. fj. Esbjerg – PSR	5	330	40	3.240
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – Inst	6	3.860	320	140
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – H&S	7	6.900	710	210
Varmepumpe v. fj. Esbjerg – PSR	8	1.250	790	570

Tabel 10: Fjernvarmekunder – MAC-kurver 2030 og 2050 for de to tiltag, som består af et skift i energiart. Numrene i anden og femte søjle angiver rækkefølgen af tiltagene i hvert af de to år startende med det mest rentable tiltag. Elprisniveauet anvendt til beregning af de viste nettoomkostninger er priser for Østdanmark. Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid. Er nettoomkostningen negativ, er tiltaget rentabelt. PSR = Parcel-, stue- og rækkehuse; E = Etegeboliger; H&S = Handel & service; Inst = Institutioner.

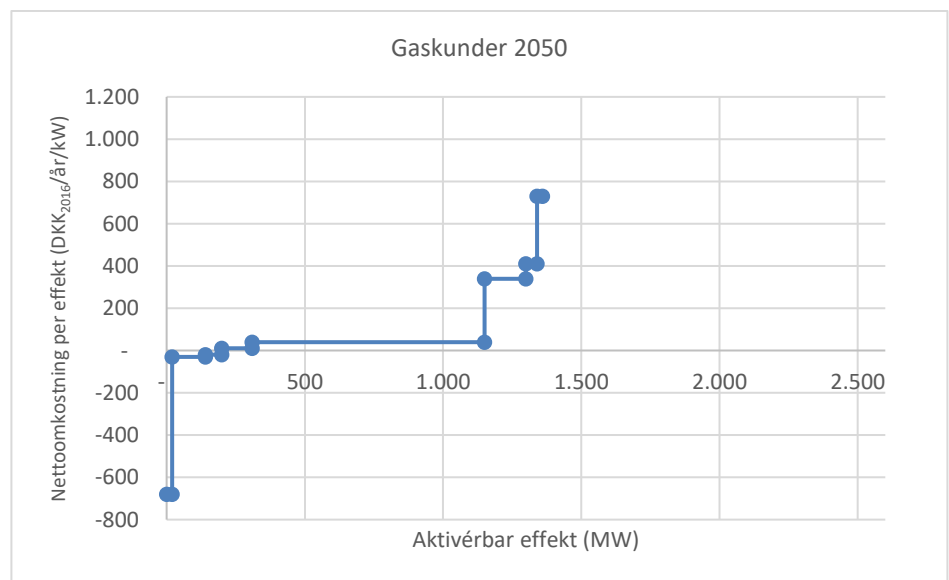
Det ses af ovenstående, at i 2030 er ingen af de otte tiltag hos fjernvarmekunder rentable. Det mest rentable er varmpumpe i samspil med fjernvarme i etageboliger. I 2050 bliver hybridvarmepumper i etageboliger rentable samt elpatroner i etageboliger, handel & service og institutioner – Og deres samlede bidrag er 3.200 MW.

Skift fra gas

Hos forbrugere med gasfyr er kun hybridvarmepumpe hos etageboliger rentabelt fleksibilitetsiltag i 2030 og dets rentabilitet forbedres væsentligt i 2050 (se Figur 10 og Tabel 11 nedenfor). I 2050 bliver også elpatroner hos handel & service samt institutioner rentable. Det potentielle, rentable effektbidrag fra gaskunder er dog en del mindre end for fjernvarmekunder – nemlig blot 200 MW. At mængden ikke bliver større, skyldes en betydelig reduktion i antallet af gasfyrede bygninger frem mod 2050.



Figur 9: Gaskunder – MAC-kurver (DKK₂₀₁₆/år/kW) for 2030 for de to tiltag, som består af et skift i energiart.



Figur 10: Gaskunder – MAC-kurver (DKK₂₀₁₆/år/kW) for 2050 for de to tiltag, som består af et skift i energiart.

2030 Tiltag og segment blandt gaskunder	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)
Varmepumpe v. gasfyr - E	4	-440	-60	40
Elpatron v. gasfyr - H&S	2	810	30	220
Elpatron v. gasfyr - Inst	3	870	30	110
Elpatron v. gasfyr - E	5	1.410	40	200
Elpatron v. gasfyr - PSR	1	640	70	1.530
Varmepumpe v. gasfyr - PSR	6	1.530	810	320
Varmepumpe v. gasfyr - H&S	7	9.360	870	80
Varmepumpe v. gasfyr - Inst	8	10.670	1.140	30

2050 Tiltag og segment blandt gaskunder	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)
Varmepumpe v. gasfyr - E	1	-4.330	-680	20
Elpatron v. gasfyr - H&S	2	-850	-30	120
Elpatron v. gasfyr - Inst	3	-570	-20	60
Elpatron v. gasfyr - E	4	250	10	110
Elpatron v. gasfyr - PSR	5	352	40	840
Varmepumpe v. gasfyr - PSR	6	550	340	150
Varmepumpe v. gasfyr - H&S	7	3.790	410	40
Varmepumpe v. gasfyr - Inst	8	5.820	730	20

Tabel 11: Gaskunder – MAC-kurver 2030 og 2050 for de to tiltag, som består af et skift i energitart. Numrene i anden og femte søjle angiver rækkefølgen af tiltagene i hvert af de to år startende med det mest rentable tiltag. Elpriseniveauet anvendt til beregning af de viste nettoomkostninger er priser for Østdanmark. Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid. Er nettoomkostningen negativ, er tiltaget rentabelt. PSR = Parcel-, stue- og rækkehuse; E = Etageboliger; H&S = Handel & service; Inst = Institutioner.

Flytbare forbrug

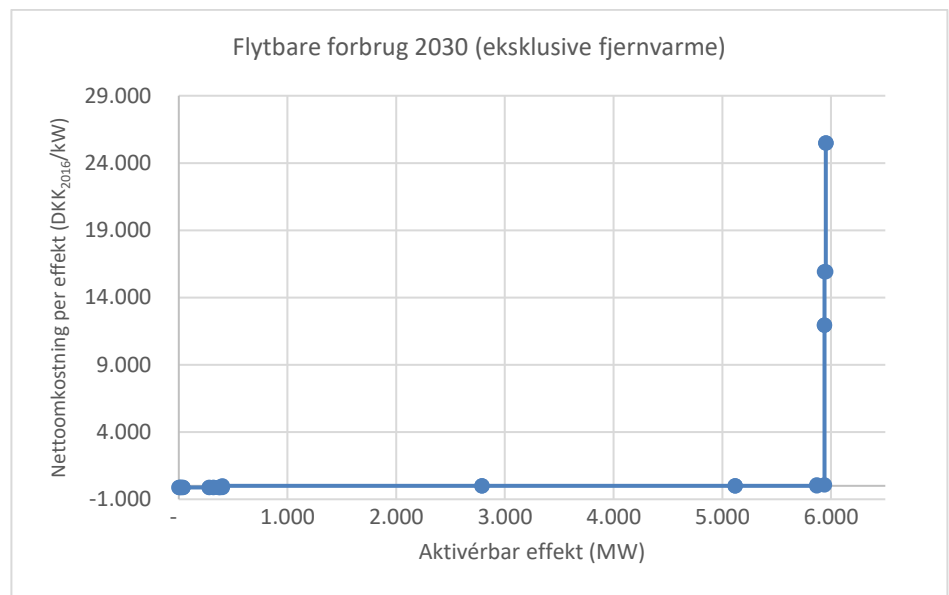
Samme øvelse er foretaget for at vise hvor stort et effektbidrag (MW), der aktiveres i en given time for de fem flytbare forbrug – altså de tiltag, der kun kan aktiveres i begrænset tid. Det drejer sig om elvarme, fjernvarme, køle-/fryseaggregat, ventilation og batteri. Dette er vist i Figur 11 og Figur 12 for hhv. 2030 og 2050. Tabel 12 viser tallene bag de to MAC-kurver.

Det ses, at fleksibel ventilation er dyrt at etablere, og det potentielle bidrag er nær nul i begge år. Det klart største effektbidrag kunne potentielt opnås vha. batterier, men det er langt fra rentabelt.

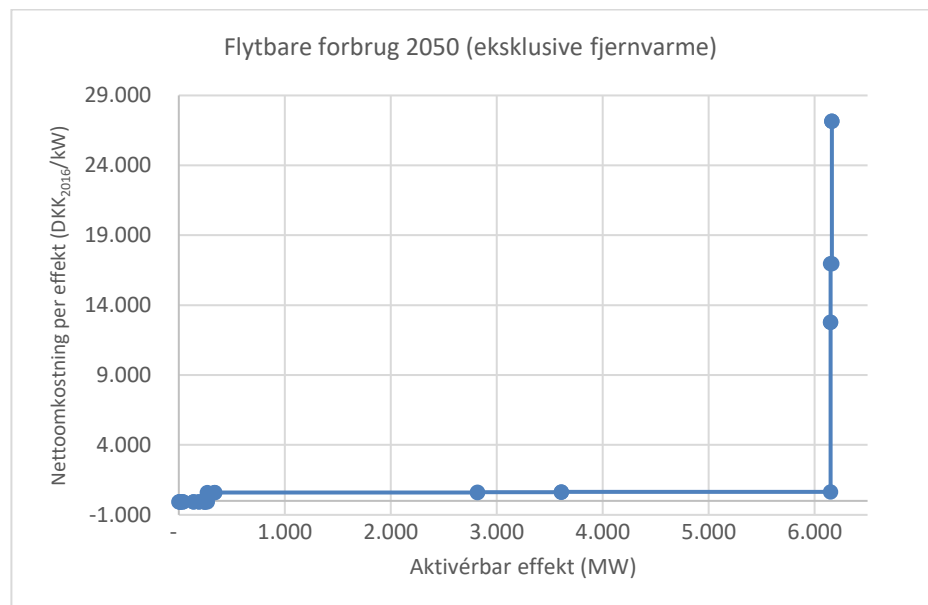
Køle-/fryseaggregater er nogenlunde rentable at aktivere forudsat at en merinvestering i styring kan undgås; og det potentielle bidrag ligger omkring 120-130 MW. Forskydning af fjernvarmeforbruget kan bidrage med 1.330-1.370 MW i en given time og en indtjening på 20-30 DKK₂₀₁₆/år/kW. Forskyd-

ning af elvarmeforbruget kan bidrage med 280 MW i 2030, som er rentabelt, men det potentielle bidrag falder til ca. det halve i 2050 (140 MW), og rentabiliteten reduceres fra 120 til 70 DKK₂₀₁₆/år/kW. Det er især parcel-, stue- og rækkehussegmentet, der kan yde fleksibilitet vha. flytning af elvarmeforbrug.

Til sammen kan de rentable tiltag kan til sammen bidrage med 1,4-1,6 GW i både 2030 og 2050. De mest rentable – elvarme i etageboliger og institutioner – udgør kun 20 MW.



Figur 11: MAC-kurve (DKK₂₀₁₆/år/kW) for de fem flytbare forbrug (eksklusive fjernvarme) i 2030.



Figur 12: MAC-kurve (DKK₂₀₁₆/år/kW) for de fem flytbare forbrug (eksklusive fjernvarme) i 2050.

Tiltag og segment	2030				2050			
	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)	Nr.	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/sted)	Netto-omkostning (DKK ₂₀₁₆ /år/kW)	Aktivérbar effekt (MW)
Elvarme flyt – E (*)	1	-4.290 (-3.410)	-120 (-90)	10	1	-2.330 (-1.450)	-70 (-40)	10
Elvarme flyt – Inst (*)	2	-2.350 (-1.610)	-120 (-80)	10	2	-1.270 (-540)	-70 (-30)	10
Elvarme flyt – H&S	3	-690 (420)	-120 (70)	20	3	-370 (730)	-70 (130)	20
Elvarme flyt – PSR	4	-240 (130)	-120 (60)	240	4	-130 (240)	-70 (126)	100
Køl/frys flyt – PSR	5	-6 (350)	-110 (6.480)	40	5	-4 (350)	-70 (6.520)	50
Køl/frys flyt – H&S	6	-90 (1.380)	-110 (1.780)	50	6	-50 (1.420)	-70 (1.830)	50
Køl/frys flyt – Inst	7	-70 (810)	-110 (1.400)	10	7	-40 (840)	-70 (1.450)	10
Køl/frys flyt – E	8	-4 (230)	-110 (6.450)	20	8	-2 (230)	-60 (6.510)	20
Fj.varme flyt Esbjerg – Inst	9	-150	-20	100	9	-370	-30	140
Fj.varme flyt Esbjerg – E	10	-120	-20	320	10	-310	-30	450
Fj.varme flyt Esbjerg – H&S	11	-170	-20	230	11	-300	-30	210
Fj.varme flyt Esbjerg – PSR	12	-30	-20	680	12	-50	-30	570
Batteri – Inst	16	20.570	80	70	13	17.860	600	70
Batteri – H&S	14	27.180	3	2.330	14	23.660	610	2.480
Batteri – E	15	10.840	4	750	15	9.350	620	790
Batteri – PSR	13	2.330	0	2.390	16	1.950	650	2.540
Ventilation flyt – E	17	1.360	11.950	2	17	1.370	12.780	2
Ventilation flyt – H&S	18	1.900	15.910	10	18	1.900	16.980	10
Ventilation flyt – Inst	19	2.280	25.480	2	19	2.290	27.160	2

Tabel 12: MAC-kurver 2030 og 2050 for de fem flytbare forbrug. Numrene i anden og sjette søjle angiver rækkefølgen af tiltagene i hvert af de to år startende med det mest rentable tiltag. Værdier angivet i parentes er resultater for situationen med investering – se afsnit 4.1 for mere information. Elpriseniveauet anvendt til beregning af de viste nettoomkostninger er priser for Østdanmark. Investeringsbeløbene er baseret på 2016-forhold og omregnet til årlige omkostninger, under antagelse af 4% renteniveau og 20 års levetid. Er nettoomkostningen negativ, er tiltaget rentabelt. (*) Bemærk, at forbrugstallet for etageboliger og institutioner muligvis er til den høje side.

Regulérkraft

Ud over udsving i elspotmarkedet kan elpatroner og varmepumper også anvendes til at udnytte prisudsving i regulérkraftmarkedet. Som første eksempel har vi anvendt et fyr udstyret med en 9-40 kW elpatron afhængigt af bygningssegmentet. Er elpatronen ikke i brug, kan den aktiveres, når Energinet.dk efterspørger nedregulering i systemet i en given time. Er elpatronen allerede aktiv, så kan den slukkes, når energisystemet har behov for opregulering. Dette er søgt illustreret med de orange pile i Figur 13 nedenfor.

Naturgas- marked	Elspotmarked	El-regulérkraftmarked	
		Opregulering (= reducere elforbrug)	Nedregulering (= øge elforbrug)
Gaskedel	Elpatron slukket	→	Fortsat slukket
	Elpatron tændt	→	Tændt
		→	Slukket
		→	Fortsat tændt

Figur 13: Illustration af hvilken ydelse elpatronen kan levere i regulérkraftmarkedet (orange pile) afhængigt af aktiveringen i elspotmarkedet.

Er elpatronen f.eks. tændt forbruger man el til elspotpris. Efterspørger systemregulatoren opregulering, svarer det til, at man kan til byde at slukke for elpatronen. Slukker man for elpatronen, vil varmen atter blive produceret på naturgas eller fjernvarme. Det vil sige, at det, man får betalt for at slukke for elpatronen, skal være større end prisen for naturgas eller fjernvarme i den pågældende time, for at det kan betale sig.

Det er ved både opregulering og nedregulering forskellen mellem reguleringsprisen og naturgas-/jernvarmeprisen (inkl. transportpriser), der bestemmer, om det er rentabelt at tilbyde regulérkraft-ydelse.

Det er selvfølgelig muligt at installere en elpatron udelukkende med henblik på at udnytte regulérkraftmarkedets prisudsving, men da der oftest efterspørges opregulering, vil man ikke kunne få nok ud af investeringen – idet man for at byde ind på opregulering, allerede skal have elpatronen tændt.

Rigtigt høje regulérkraftpriser indtræder typisk samtidig med høje elspotpriser. Er elprisen inklusive transport høj sammenlignet med naturgasprisen i en given time, så er elpatronen ikke tændt – og dermed er det ikke muligt at afbryde elpatronen (=reducere elforbruget), hvis der kommer høje priser for opregulering.

Tabel 13 viser, at det kan betale sig at bruge elpatronen på regulérkraftmarkedet, men at antallet af timer, hvor det kunne være aktuelt er begrænset. Beregningerne viser, at potentialet er størst i 2030. Opregulering og nedregulering er dog relevant i 2050. Årsagen til, at opregulering i 2030 er mere interessant end i 2050 er bl.a., at naturgasprisen stiger kraftigt fra 192 DKK₂₀₁₆/MWh i 2030 til 350 DKK₂₀₁₆/MWh i 2050.

Andel af årets timer, Vestpriser	2030	2050
Elpatron aktiv i elspotmarked	8,8%	23,3%
Opregulering (= slukke elpatron)	8,8%	0,6%
Nedregulering (= tænde elpatron)	0,4%	0,7%

Tabel 13: Andel af årets timer, hvor det kan betale sig at tilbyde op- eller nedregulering med elpatron i en bygning med gasfyr og med Vest-elpriser.

Hvis der skal investeres i elpatron, er tiltaget først rentabelt i 2050 og da kun for tre af bygningssegmenterne – størst samlet effekt kan hentes hos parcel-, stue- og rækkehuse, men her er tiltaget ikke rentabelt. Da prisforskellen mellem elpatroner på 9, 30 og 40 kW ikke er stor, vil det godt kunne betale sig at anvende en større elpatron, forudsat at man kan aftage så meget effekt. Den største udfordring er selve elinstallationen og de krævede sikringsgrupper, når effekten stiger ud over 0,4 kV/16A. Nedenstående tabel sammenholder den mulige fortjeneste med udgiften til varme leveret udelukkende af hhv. gasfyr eller elpatron.

Det er i denne sammenhæng værd at huske på, at den efterspurgte mængde af regulérkraft per år er ret begrænset sammenholdt med den mængde af el der handles på spotmarkedet. Så selv om der kan være høje gevinster i den enkelte time på regulérkraft markedet, så er antallet af timer, hvor det er aktuelt, relativt få.

Segment	PSR	E	H&S	Inst
2030 Vest				
Alm. gasforbrug (DKK₂₀₁₆/år)	3.200	12.600	18.100	15.700
Spart ved elpatron på elspotmarkedet (DKK₂₀₁₆/år)	110	430	620	540
Spart ved sluk (opreg.) (DKK₂₀₁₆/år)	50	170	250	220
Spart ved tænd (nedreg.) (DKK₂₀₁₆/år)	10	30	45	40
2050 Vest				
Alm. gasforbrug (DKK₂₀₁₆/år)	5.000	19.600	28.200	24.200
Spart ved elpatron på elspotmarkedet (DKK₂₀₁₆/år)	500	1.960	2.810	2.410
Spart ved sluk (opreg.) (DKK₂₀₁₆/år)	-	10	10	10
Spart ved tænd (nedreg.) (DKK₂₀₁₆/år)	10	30	40	30

Tabel 14: Sammenligning af almindeligt gasforbrug sammenholdt med mulig besparelse (DKK₂₀₁₆) ved brug af elpatron (elspotmarked) og merbesparelse ved yderligere at deltage på regulérkraftmarkedet. PSR = Parcel-, stue- og rækkehuse; E = Etageboliger; H&S = Handel & service; Inst = Institutioner.

En lignende beregning er foretaget for elpatroner tilknyttet fjernvarmeanlæg. Eftersom udnyttelse af elspotmarkedet vha. elpatron til fjernvarmeanlæg er mere rentabelt med elpatron til naturgasfyr, er den umiddelbare forventning,

at det også er mere rentabelt, når man også tilbyder regulérkraft. Det ses, at tendensen er den samme som for elpatron ved gasfyr.

Andel af årets timer, Esbjerg, Vestpriser	2030	2050
Elpatron aktiv i elspotmarked	7,5%	13,7%
Opregulering (= slukke elpatron)	2,7%	0,1%
Nedregulering (= tænde elpatron)	0,2%	0,2%

Tabel 15: Andel af årets timer, hvor det kan betale sig at tilbyde op- eller nedregulering med elpatron i en bygning med fjernvarmeanlæg (Esbjerg) og med Vest-elpriser.

Sammenligner vi rentabiliteten af at tilbyde regulérkraft med en elpatron i samspil med hhv. gasfyr og fjernvarmeanlæg (Tabel 16), ses, at de to situationer følges ad og er nogenlunde ens: Tiltaget er urentabelt for både gas- og fjernvarmekunder i 2030, men billedet ændres i 2050 – Her er tiltaget klart rentabelt både for fjernvarmeanlæg og gasfyr hos etageboliger, handel & service og institutioner, men ikke hos parcel-, stue- og rækkehuse. Og bidraget fra op- og nedregulering er begrænset i forhold til bidraget fra det elspotmarkedet.

	(DKK ₂₀₁₆ /år)	PSR	E	H&S	Inst
	Investering	740	1.760	1.320	1.320
Gasfyr	2030	Gasfyr			
	Nettoomkostning	570	1.130	420	530
	Bidrag til fleksbesparelse fra elspot	110	430	620	540
	2050	Gasfyr			
	Nettoomkostning	240	-520	-1.950	-1.550
	Bidrag til fleksbesparelse fra elspot	500	1.960	2.810	2.410
Fjernvarmeanlæg (Esbjerg priser)	2030	Fjernvarmeanlæg			
	Nettoomkostning	560	1.050	300	430
	Bidrag til fleksbesparelse fra elspot	160	610	870	760
	2050	Fjernvarmeanlæg			
	Nettoomkostning	240	-1.430	-1.720	-2.460
	Bidrag til fleksbesparelse fra elspot	500	3.180	3.050	3.770

Tabel 16: Nettoomkostning (DKK₂₀₁₆/år) ved at anvende elpatron hos gas- og fjernvarmekunder som fleksibilitetsydelse på regulérkraftmarkedet. Er nettoomkostningen negativ er tiltaget rentabelt. PSR = Parcel-, stue- og rækkehuse; E = Etageboliger; H&S = Handel & service; Inst = Institutioner.

6 Aktivering af bygninger

Foregående afsnit belyste bygningers potentielle bidrag til fleksibilitet og rentabiliteten heraf set med samfundsbriller. Dette kapitel diskuterer, hvilke rammer og eventuelle ændringer, der er påkrævet inden for energimarkederne og lovgivning for, at eksisterende bygninger (eksklusive industri) kan bidrage med fleksibilitet.

Markedsadgang og struktur

Fjernaflæste timemålere for el skal være installeret overalt. Det forventes at ske inden udgangen af 2020 i overensstemmelse med eksisterende lovgivning. Der er ikke tilsvarende krav til time- og fjernaflæsning af fjernvarmemålere, hvilket er en nødvendighed, såfremt fleksibiliteten her skal udnyttes.

Bygninger skal lovgivningsmæssigt have mulighed for flere varmforsyningsarter og hybridløsninger (f.eks. kombinationer af elpatron/varmepumpe og fjernvarme/gas).

Tidsdifferentierede tariffer er nødvendige og også langsomt på vej i takt med udrulningen af de timebaserede og fjernaflæste elmålere. Her peger vores analyse på, at det er vigtigt for rentabiliteten af fleksibilitetstiltag at ikke bare energipriserne men også transportpriserne er tidsdifferentierede. Selv enkle to- eller treleds-transporttariffer kan gøre en væsentlig forskel.

Teknologier

Installationer

CTS-anlæg er notorisk svære at få til at fungere godt, men har stor indflydelse på navnlig større bygningers komfort og energieffektivitet. For større bygninger er velfungerende automatikanlæg afgørende for oplevelsen af indeklimaet og udbyttet af et smart energisystem!

Dagens standard af varmeanlæg tillader automatisk forskydning af forbrug. Forskydning af forbrug kan således aktiveres allerede i dag, såfremt der er en tilskyndelse til det via kundetarifferne.

Varme-anlæg kan forberedes med styring og enkel tilføjelse af f.eks. elpatron eller større vandtank og dermed tillade større forbrugsforskydninger eller midlertidigt skift i energiart. Teknologien findes på markedet, så det er kun incitamentet og den reguleringsmæssige binding til opvarmningsform, der skal tilpasses, for at potentialet kan aktiveres.

Batterier er en teknologi i rivende udvikling og derfor vanskelig at forudsige, men der er generel enighed om, at der bliver flere, og teknologien bliver billigere. På sigt kunne det blive interessant som fleksibilitetstiltag, men det er stadig en relativt dyr investering, som ikke kan retfærdiggøres ud fra fleksibilitet alene.

Apparater

Apparater såsom køle-/fryseaggregater kan fra producenternes side udstyres med styring, der tillader, at de kan reagere på udsving i elpriser og/eller systemfrekvens og dermed kan bidrage til fleksibilitet. Denne udvikling er allerede i gang. Andre apparater såsom belysning, opvaskemaskine og vaskemaskiner er ikke helt så relevante, da de ikke kører store dele af døgnet, og det enkelte bidrag derfor ikke er så stort.

Hvad haster?

Hvad batter?

Nærværende analyser viser, at det er skift i energiart, der rykker mest i forhold til flytning af elforbrug, men det eksisterende elnet er ikke dimensioneret ud fra et opvarmningsscenario og afsætning af overskudsstrøm med samtidig udbygning af infrastruktur til opladning af elbiler. Det kan muligvis give nye flaskehalse at skifte flere forbrug til el. En kortlægning af, hvor meget og hvordan skift i energiart kombineret med stigende efterspørgsel efter el til opladning af elbiler vil påvirke elnettet, kan dog pege på hvordan en eventuel udbygning over en længere årrække kan bidrage til et fleksibelt system.

Potentialet for energibesparelser i bygninger er stadig stort, jf. Baggrundrapport 2. For eksempel inden for ventilation. Energibesparelser kan reducere behovet for produktions- og transportkapacitet, og al erfaring i energibranchen siger, at rentabiliteten i energibesparelser oftest er større end udbygning af kapacitet, hvorfor der til stadighed bør være fokus på dette område.

Særlige fokusområder er klimaskærm, opdatering og optimering af installationer, hydraulisk balancering af varme- og ventilationsanlæg samt tilsyn med styring. Fjernvarmeselskaber ved eksempelvis allerede, hvor aftagerne har problemer med afkøling, hvilket indikerer ikke-optimalt drevne varmeanlæg. Nye investeringer i forsyningsnettet, bufferbeholdere, batterilagre m.v. kan gøres væsentligt mindre og billigere, såfremt energibesparende tiltag gennemføres først.

Da bygningsreglementet regulerer udformningen af både nyt og eksisterende byggeri, vil en granskning af bygningsreglementet med "smart grid briller" være nødvendig på sigt med tilhørende udarbejdelse af et idékatalog til, hvor der kan indarbejdes tilpasninger. Ligeledes måden, der udregnes energiram-

mer på iht. bygningsreglementet, og hvilke energikilder, der ønskes favoriseret. Dette skal udbredes og konsekvensrettes i normer og bekendtgørelser på navnlig installationsområdet, men også lovgivningen for hele forsyningssektoren; varmforsyningsloven, elforsyningsloven m.v. bør gennemgås. Afgiftstrukturen, tariffer på el og eldistribution bør undersøges ligeledes i et smart grid perspektiv. Tilsvarende på fjernvarme, herunder krav om tilslutningspligt, opvarmningsform m.v.

En summarisk oversigt over analyserede tiltag og de påkrævede forudsætninger for at kunne aktivere disse og hvor snart de kan bringes i spil, er præsenteret i Tabel 17 herunder.

Tiltag	Rammer for aktivering	Tidshorisont
Varme brændselsskift:		
Fjernvarme versus varmepumpe	Rammerne bestemmes af forsyningsformen for bygningen, men skal også fastlægges sammen med fjernvarmeforsyningen ift. tilslutningspligt. Kræver automatik, der skifter fra fjernvarme til VP ud fra både fjernvarme- og elpris samt ud fra komfortkrav.	Lang sigt
Gas versus varmepumpe	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Der findes allerede i dag gas-hybridvarmepumper kommercielt tilgængelige, der er forberedt for styring efter prissignal. Kræver automatik, der skifter fra gaskedel til VP ud fra både naturgas- og elpris samt ud fra komfortkrav.	Kort sigt
Ventilationsanlæg kombineret med varmepumpe	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Der findes i dag ventilationsløsninger med indbygget varmepumper som udnytter afkastluft til forvarmning af f.eks. brugsvand. Kræver dog, at de udbygges med automatik til styring via prissignal og koordinering med andre opvarmningsformer.	Kort sigt
Elpatroner	Rammer bestemmes af den fastlagte forsyningsform for bygningen. For større udbredelse og brug i større bygninger kræves dimensionering af elnettet. Kræver automatik, der tænder for elpatron og slukker for anden varmekilde ud fra prissignal samt – for større anlæg – kendskab til kapacitet i elnet og installation inden elpatron indkobles. Elpatroner findes allerede i større bufferbeholdere i fjernvarmenettet.	Kort sigt centralt og mellemlang sigt decentralt
Varme forskydning:		
Fjernvarme, vandbåret varmeanlæg	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Det står brugeren frit for at slukke og tænde sit varmeanlæg uanset om baggrunden er pris eller et komfortønske. Kræver automatik til styring af varmeanlæg ud fra prissignal fra forsyningselskab samt komforttemperatur.	Mellemlang sigt
Gas, vandbåret varmeanlæg	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Det står brugeren frit for at slukke og tænde sit varmeanlæg uanset om baggrunden er pris eller et komfortønske. Kræver automatik til styring af varmeanlæg ud fra prissignal om gaspris samt komforttemperatur.	Mellemlang sigt
Varmepumper, vandbåret varmeanlæg	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Det står brugeren frit for at slukke og tænde sit varmeanlæg uanset om baggrunden er pris eller et komfortønske. Kræver automatik til styring af varmeanlæg ud fra elprissignal samt kendskab til aktuel komforttemperatur. Varmepumper med integreret styring ud fra prissignal findes allerede.	Kort sigt
Bufferbeholdere	For gas- og varmepumpeforbrugere er der ingen forsyningsmæssige reguleringer. For fjernvarmekunder kan der være en afklaring af rammerne iht. deres tilslutningspligt. Kræver automatik, der kan koordinere opvarmning af bufferbeholder og indkobling ud fra fjernvarmepris.	Lang sigt
El forskydning:		
Elvarme	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Det står brugeren frit for at slukke og tænde sit varmeanlæg uanset om baggrunden er pris eller et komfortønske. Kræver automatik til styring af varmeanlæg ud fra elprissignal samt kendskab til aktuel komforttemperatur.	Kort sigt
Køl/frys	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Brugeren er frit stillet til at styre køl/frys. Kræver integreret eller ekstern automatik til styring af køl/frys ud fra elprissignal men overstyret af temperatur iht. fødevarekrav. 'Smart grid' forberedte køleskabe har eksisteret i en årrække, men er ikke vidt udbredte.	Mellemlang sigt
Varmepumper	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Der kan frit slukkes og tændes for varmepumpen uanset om baggrunden er pris eller et komfortønske. Kræver automatik til styring af varmepumpe ud fra elprissignal samt kendskab til aktuel komforttemperatur. Der findes allerede varmepumper forberedt til styring efter prissignal.	Mellemlang sigt
Vask/opvask	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Brugeren bestemmer selv, hvornår vask/opvask ønskes udført. Der kan være lokale reguleringer af vasketider i etageboliger pga. støj. Kræver husholdningsapparater, der kan starte på basis af elprissignal. Disse findes allerede og har gjort det i en årrække fra flere producenter.	Kort sigt
Ventilation	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Det er op til brugeren, hvornår ventilationen skal køre, dog under hensyntagen til komfort- og indeklimakrav. Kræver automatik, der kan styre ud fra elprissignal, men overstyres af fastsatte krav til indeklima.	Mellemlang sigt
El lagring:		
Batteripakker	Ingen forsyningsmæssige reguleringer. Batteripakker er kommercielt tilgængelige nu, men sælges primært til private som supplement i hybrid solcelleanlæg og ikke til prisudjævning. Kræver selve batteripakken samt automatik til styring iht. elpris. Der sker en stor udvikling af batterier både teknisk og økonomisk i disse år.	Kort sigt

Tabel 17: Påkrævede ændringer for at kunne aktivere de analyserede tiltag i eksisterende bygninger, og hvor hurtigt de kan bringes i spil. Kort sigt: 0-5 år, Mellemlang sigt: 5-15 år, Lang sigt: 15-30 år.

7 Konklusion og anbefalinger

Ambitionen om en grøn og omkostningseffektiv energiforsyning betyder, at vi i stadig højere grad skal variere forbruget efter produktionen, så vi sikrer værdi af elproduktionen fra de fluktuerende energikilder såsom sol og vind og sikrer tilstrækkelig kapacitet i energisystemet. Energieffektivisering er vigtig i denne sammenhæng. Et mere intelligent energiforbrug i bygninger kan bidrage til et stærkere og mere dynamisk elmarked, hvor også den kortsigtede balance i elsystemet opretholdes. Samtidig vil forbrugerne kunne drage fordel af en stærkere prisdannelse.

Sammenfatning

Behovet for fleksibilitet

Elmarkedet er sammensat af fem markeder – elspot, elbas og tre typer af reserver.

El-leverandører og producenter handler i elspotmarkedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Dette kaldes også day-ahead-markedet. Mere end 70% af det samlede elforbrug i Norden handles på spotmarkedet.

På Elbas-markedet kan salg og køb af el ske indtil 1 time før forbrugstimen. Dette marked kaldes også intra-day markedet. På dette marked kan en aktør f.eks. handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde af at et kraftværk tvinges til driftsstop eller en offshore vindmøllepark producerer mere el end forudsat. De handlede mængder på intra-day markedet er betydeligt mindre end på day-ahead markedet.

I selve driftstimen overgår ansvaret for opretholdelse af balance og frekvens til den systemansvarlige. Ubalancer opstår, når driften af elsystemet ikke sker som planlagt. Der kan f.eks. være mindre vind fra vindmøllerne end forventet, eller forbrugerne bruger uforudset meget elektricitet. En stor del af balanceringen sker gennem køb af op- og nedregulering med tertiære reserver, kaldet regulérkraft. Regulérkraftmarkedet er attraktivt, fordi de økonomiske incitamenter i den enkelte time er højere end på elspotmarkedet.

Hvis der sker store udfald i elsystemet af kraftværker eller transmissionsforbindelser, så bringes de primære og sekundære reserver i spil. De har til opgave at sørge for hhv. frekvensstabilisering og frekvensgenopretning i systemet, og særligt de primære reserver skal aktiveres meget hurtigt. De fleste aktive-

ringer er meget kortvarige – under et minut – og meget forbrug kan derfor medvirke på dette marked.

Analysen

Analysearbejdet præsenteret i denne rapport belyser muligheder og udfordringer for de eksisterende bygninger indpasning og bidrag til fleksibilitet i fremtidens energisystem. Analysen skal bidrage til beslutningsgrundlaget for fastsættelsen af de langsigtede rammer for indsatsen til fremme af energieffektivitet og fleksibelt energiforbrug i bygninger.

Vi har analyseret nytten af, at eksisterende bygninger (undtaget industri) agerer på elspotmarkedet og regulérkraftmarkedet. Et realistisk bud på et fremtidigt energisystem og de marginale energipriser i 2030 og 2050 er beregnet vha. el- og fjernvarmemarkedsmodellen Balmorel. Regulérkraftprisen time for time er derpå beregnet ud fra historiske forhold mellem elspotpris og regulérkraftpris.

Den forventede kraftige udbygning med VE i kombination med stigninger i brændselspriser og CO₂-priser resulterer i væsentligt flere timer med lave elpriser end i dag men også flere timer med høje elpriser. Værdien af fleksibelt forbrug stiger således hen mod 2050. Faste priser for transmission og distribution kan udgøre en forhindring for fleksibilitet. Derfor har vi udarbejdet dynamiske transportpriser, som udtrykker den gennemsnitlige marginale transportpris time for time.

Muligheder for fleksibilitet

Der er to måder, hvorpå bygninger kan bidrage til fleksibilitet. De kan foretage et midlertidigt skift fra en energiart til en anden, eller de kan forskyde deres forbrug i tid. I denne analyse er der set nærmere på 11 mulige tiltag inden for fire kundesegmenter – parcel-, stue-, og rækkehuse, etageboliger, handel & service samt institutioner.

Elpatroner og hybridvarmepumper i kombination med gasfyr eller fjernvarmeanlæg muliggør et skift i energiart afhængigt prisforskellen i den enkelte time.

Bygningernes elforbrug til køle-/fryseaggregater, elvarme, ventilation og batterier kan vha. simpel automatik forskydes i tid og tillade udnyttelse af høje og lave elspotpriser. Analogt kan fjernvarmeforbruget forskydes afhængigt af fjernvarmeprisen.

Endeligt har vi undersøgt gevinsten ved at udnytte en eksisterende elpatron til også at tilbyde regulérkraft-ydelser. Er elpatronen ikke i brug, kan den aktiveres, når Energinet.dk efterspørger nedregulering i systemet i en given time. Er elpatronen allerede aktiv, så kan den slukkes, når der efterspørges opregulering.

Type	Tiltag	Applikation	Betragtede priser	
1	Elpatron hos naturgaskunder	Lav elspotpris	Naturgas- vs. Elspotpris	
2	Elpatron hos fjernvarmekunder		Fjernvarme- vs. Elspotpris	
3	Hybridvarmepumpe hos naturgaskunder		Naturgas- vs. Elspotpris	
4	Hybridvarmepumpe hos fjernvarmekunder		Fjernvarme- vs. Elspotpris	
5	Forskydning	Lav og høj fjernvarmepris	Udsving i fjernvarmepris	
6	Forskydning	Lav og høj elspotpris	Udsving i elspotpris	
7				Prisafhængigt brug af køle-/fryseaggregat i husholdninger, virksomheder og institutioner
8				Prisafhængig brug af elvarme
9				Prisafhængig brug af ventilation
10	Skift i energiart + service	Efterspørgsel efter regulérkraft	Naturgas- vs. elspot- vs. Regulérkraftpris	
11			Elpatron hos fjernvarmekunder	Fjernvarme- vs. elspot- vs. Regulérkraftpris

Tabel 18: Analyserede fleksibilitetstiltag.

Potentiale for el-fleksibilitet

Det vurderes, at ca. 30% af bygningers elforbrug potentielt kan gøres fleksibelt. Fordelingen mellem boliger og erhverv er hhv. ca. 60% og 40%. For flere detaljer, se Baggrundsrapport 2.

De anvendelsesområder, som potentielt kan udgøre den største fleksibilitet, er køl/frys, el-anvendelse ifm. rumvarme og ventilation/pumpning.

Videre kan batterier indkøbt specifikt med det formål at udnytte udsving i elpriser gennem midlertidig lagring potentielt være interessant.

Fleksibiliteten, der kan tilbydes, kan spænde fra få sekunder til nogle få timer modsvarende de aktuelle markedspriser og behov for systemreserver.

Potentiale for varme-fleksibilitet

Det vurderes, at i størrelsesordenen 50% af varmekonsumet kan gøres fleksibelt (korttids, dvs. få timer). Fordelingen mellem boliger og erhverv er hhv. ca. 75% og 25%.

Såfremt fleksibilitetspotentialer ønskes udnyttet, bør der være fokus på kombi-løsninger som f.eks. gas/el-patron, gas/VP-hybrid, fjernvarme/el/VP-hybrid og el-patroner/VP i fjernvarmenettet.

Systemværdi af fleksibilitet

Vurderingen af værdien af at aktivere eksisterende bygningers potentiale for fleksibilitet er baseret på en samfundsøkonomisk analyse, hvor afgifter er udeladt af betragtningerne. Det vil sige, at termen 'priser' eller 'tariffer' ikke er refererer til forbrugertariffer men i stedet marginale samfundsøkonomiske omkostninger.

Elpatroner er urentable i 2030 hvad enten det er i kombination med gasfyr eller fjernvarmeanlæg. Elpatroner bliver rentable i 2050 og kan bidrage med 60-290 MW inden for gaskunder og 2.752 MW inden for fjernvarmekunder¹⁶. Hybridvarmepumper i kombination med fjernvarmeanlæg er ikke rentable i 2030, men kan i 2050 bidrage med 450 MW i en given time inden for etageboliger. Hybridvarmepumper er klart rentable i samspil med gasfyr inden for etageboliger i 2050 og lige præcis i også i 2030. Effektpotentialet er størst i 2030 – nemlig 40 MW – mens det i 2050 kun er det halve.

Analysen viser, at hverken investering i køle-/fryseaggregater, ventilation eller batterier er rentable fleksibilitetsløsninger, mens forskydning af elvarmebehovet kan være meget rentabelt, om end kun blandt etageboliger og institutioner, og med et meget lille effektbidrag (til sammen 13 MW i både 2030 og 2050). Bidraget til energisystemet er klart størst ved forskydning af fjernvarme-forbruget, hvilket især skyldes, at antallet af bygninger med fjernvarme er langt større end antallet med elvarme. Så selvom økonomien er meget bedre for elvarme i etageboliger og institutioner, så er det potentielle rentable effektbidrag fra de fire forbrugssegmenter tilsammen ved flytning af fjernvarme væsentligt større – det udgør 1.330 MW¹⁷ i 2030 og 1.370 MW¹⁸ i 2050. Inden for fjernvarme ligger der i øvrigt også en inert i selve forsyningsnettet suppleret med bufferbeholdere, som kan udbygges til understøttelse af forskydning.

Endeligt har vi undersøgt gevinsten ved at udnytte en eksisterende elpatron til også at tilbyde regulérkraft-ydelser. Er elpatronen ikke i brug, kan den aktive-

¹⁶ Vi gør opmærksom på, at antagelsen for alle undersøgte tiltag er, at 50% af forbrugersegmentet kan aktiveres. De 50% er udelukkende valgt for at signalere en begrænsning i hvor stor en andel kan aktiveres og ikke som udtryk for hvor stort et potentiale, man må forvente at kunne aktivere. Aktiveringspotentialer bør undersøges nærmere og i samtidig med overvejelser omkring, hvordan aktivering kan afstedkommes.

¹⁷ Se tabel 18: Inst. = 100 MW; E = 320 MW; H&S = 230 MW; PSR = 680 MW.

¹⁸ Se tabel 18: Inst. = 140 MW; E = 450 MW; H&S = 210 MW; PSR = 570 MW.

res, når der efterspørges nedregulering i systemet i en given time. Med undtagelse af parcel-, stue- og rækkehuse vil det være relevant for både gas- og fjernvarmeforsynede bygninger i 2050, mens det er urentabelt i 2030. Det skyldes især, at CO₂-prisen forventes at stige kraftigt frem mod 2050. Der tages forbehold for, at der kan være betydelige lokale forskelle i økonomien mellem de forskellige fjernvarmeområder.

Analysen peger således på, at det er ændringer i varmekonsum, der kan give det samfundsøkonomisk mest rentable bidrag og et væsentligt bidrag til systemfleksibilitet.

Trends i markedet

Helt overordnet set, kan merinvesteringen i fleksibilitet i mange tilfælde ikke opvejes af besparelserne. I takt med "smart grid"-udviklingen af de el- og varmekonsumerende bygningsinstallationer ses en udvikling i husholdningsapparater og komponenter m.v., som gøres "smart grid"-parate og med tiden automatisk kan reagere på prissignaler m.v. Dette styres af producenteres tilpasninger til markedet. F.eks. inden for husholdningsapparater og lignende er der fortsat tale om nicheprodukter, selvom disse har eksisteret på markedet i allerede 5-10 år. Men på sigt kan det tænkes, at et standardkøleskab fra fabrikkens side kommer fuldt udstyret med den nødvendige styring uden meromkostning for forbrugerne.

Barrierer for fleksibilitet

De væsentligste barrierer for udnyttelse af bygningers fleksibilitet er som følger:

- Energiafgifter udgør en barriere for fleksibelt forbrug, i det omfang de er forskellige for forskellige energiformer, og i det omfang de ikke afspejler eksterne omkostninger såsom CO₂-udledning eller luftforurening. Med beslutningen om at nedsætte elvarmeafgiften til 15,5 øre/kWh er afgifterne på naturgas og el til opvarmning omtrent jævnbyrdige og udgør dermed ikke en barriere for fleksibel anvendelse af el.¹⁹
- Transmissions- og distributionstariffer på el og gas udgør ligeledes en barriere for udnyttelse af fleksibilitetsmuligheder, i det omfang de ikke afspejler de marginale omkostninger ved at udnytte de respektive net.
- Den tidsafhængige værdi af fleksibilitet bør i en eller anden grad afspejles i forbrugertarifferne for at tilvejebringe et tilstrækkeligt inci-

¹⁹ Elafgiften udgør dog fortsat en barriere for brændselsskift mellem biomasse og el, idet biomasse er afgiftsfritaget.

tament til at mobilisere forbrugernes interesse i at investere i og aktivere potentialet. Det er endnu ikke tilfældet.

- Ekstern styring af bygningsinstallationer med prissignaler holdt op mod interne behov for komfort, funktion m.v. tilføjer et ekstra lag af kompleksitet til noget, der i forvejen er sværest at få til at fungere og betjene i vores bygninger. Særligt større bygninger med mange installationer, CTS-anlæg m.v. Der er rigtig mange styringer, der skal indstilles og vedligeholdes rigtigt. På husholdningsniveau kræver det også større interesse for betjening og indstilling af de enkelte husholdningsapparater, netværk m.v.
- Brændselsskift til opvarmning med elpatroner og varmepumpe vil potentielt føje markant mere belastning til elnettet lokalt og nationalt. Dette kræver derfor, at et eventuelt behov for udbygning af elnettet undersøges nærmere, ligesom hvordan elpatroner, varmepumper m.v. indkobles, så det ikke giver u hensigtsmæssige strømspidser, overbelastninger m.v. i hele elnettet. Ikke mindst fordi fleksibilitet på kollektivt niveau er i vækst, idet mange forsyningsvirksomheder investerer f.eks. i større el-kedler, varmepumper og lagringsmuligheder.

Regulering

Dertil kommer, at bygninger ikke i større skala kan skifte energiart (el og varme) uden ændringer i forsyningslovgivningen. Bygninger er i henhold til lovgivningen om opvarmningsform oftest bundet til én energiart. Eksempelvis er der aftagepligt på fjernvarme, og der kan ikke opnås reduktion i elafgifterne, såfremt en bolig ikke er registreret med el-varme som primær varmekilde.

Såfremt aktivering af bygningers fleksibilitetspotentiale ønskes udnyttet fuldt ud, er der på længere sigt behov for, at lovgivning på hele forsyningsområdet (el-, varme- og gasforsyning) understøtter fleksibelt energiforbrug og skift i energiart.

Forbrug i bygninger kan ikke bidrage til regulérkraftmarkedet uden ændring af markedsreglerne, så de tillades adgang, ligesom det er muligt i dag for forbrugerne at agere på elspotmarkedet.

Anbefalinger

Vi vurderer samlet set, at der ikke er bygningstekniske behov for lovgivningsmæssige ændringer for at sikre udnyttelse af bygningers fleksibilitetspotentiale på kort sigt.

På længere sigt kan der være behov for en trinvis ændring af bygningsreglementet, så fleksibelt energiforbrug og skift i energiart understøttes.

Vigtigt for rentabiliteten af de belyste tiltag er, at de faktiske marginale samfundsøkonomiske transportpriser for energien time-for-time afspejles i tidsdifferenterede forbrugertariffer, og at der er installeret fjernaflæste målere hos forbrugerne. De nødvendige tekniske løsninger findes i udstrakt grad allerede på markedet. Mobilisering af potentialet er først og fremmest et spørgsmål om forbrugertariffer og markedsadgang til regulérkraftmarkedet.