

## Baggrundsnotat område 2: Bedre rammer for handel med fleksibilitet

### INDLEDNING

Den danske målsætning om at blive uafhængig af fossile brændsler i 2050 og en realisering af Paris-aftalen som vist i EU's Klimaplan 2050 vil betyde en gennemgribende direkte og indirekte elektrificering i opvarmning, transport og industri. Dette har selv sagt stor betydning for udbygning og anvendelse af el-infrastrukturen. Elektrificeringen har både implikationer for øvrige infrastrukturer (fjernvarme-, gas og vandsektor) og for energianvendelsen i industri, transport og bygninger. Digitaliseringen i alle de nævnte forsyningssektorer og i alle anvendelsesområder er forudsætningen for et styrket smart energi-samspil. Og fleksibilitet i energianvendelsen er fundamentet for en omkostningseffektiv grøn omstilling af alle sektorer og i alle anvendelsesformål.

Der er to væsentlige drivkræfter for efterspørgslen efter fleksibilitet:

- 1) Behovet for at integrere stigende mængder fluktuerende energiproduktion i el-systemet optimalt, så vi får størst værdi ud af den vedvarende og ukontrollerbare energiproduktion. Det nytter ikke noget alene at fokusere på produktion af vedvarende energi, hvis den ikke bruges, når den er der.
- 2) En stigende elektrificering, der skaber øget belastning i elnettet. Distributionsnettet oplever allerede visse steder trængsel. Det er forventningen, at distributionsnettet i stigende grad vil opleve øget belastning på visse tider af døgnet.

Fleksibilitet - og ikke mindst efterspørgselsfleksibilitet - kan og skal derfor have langt bedre muligheder for at spille en rolle i energimarkederne - rammerne for handel med fleksibilitet på elmarkedet skal videreudvikles, så markedet klargøres til at dække fremtidens efterspørgsel.

Andre europæiske lande er længere fremme, og vi skal inspireres af dem. Vi skal benytte det kommende år til at implementere bedre rammer for handel med fleksibilitet - som led i Energiaftalens Markedsmodel 3.0 og som led i implementeringen af Ren Energipakken. Flexibilitet kan aktiveres fra flere produktions- og forbrugskilder. *Bedre rammer for handel med fleksibilitet* skal sikre, at den mest omkostningseffektive løsning tilvejebringes til at modsvare efterspørgslen fra elmarkedets aktører: TSOer, DSOer og balanceansvarlige.

### Status for udvikling af fleksibilitetsmarkedet

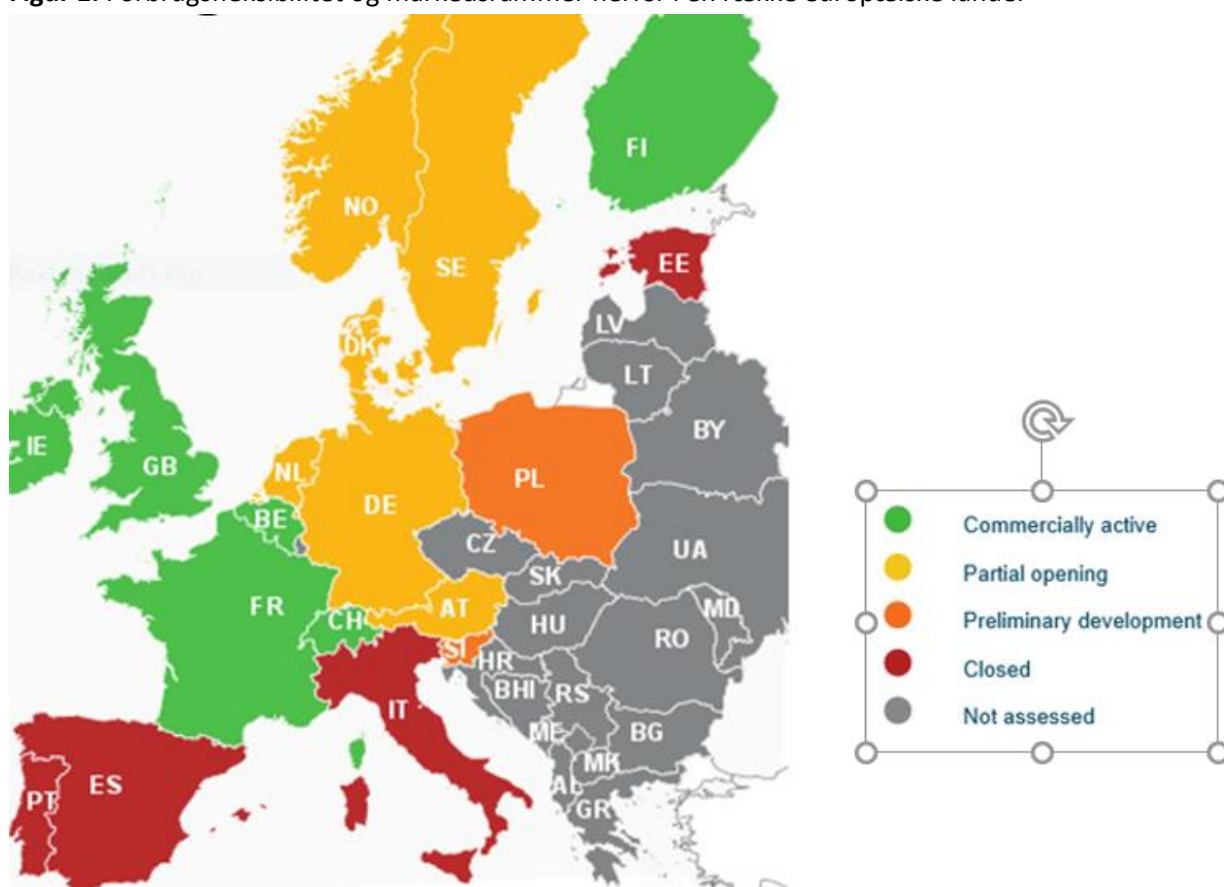
I dag dækkes behovet for fleksibilitetsydelse til balancering af elsystemet typisk af store produktions- og forbrugenheder, herunder kraftvarmeværker, elkedler og vindmøller, der fx nedjusterer produktionen eller øger elforbruget gennem aktivering af elkedler på kraft-varme-værkerne. Det er især de

balanceansvarliges aktiviteter i alle dele af elmarkedet frem til driftsøjeblikket (frekvensstabilisering), der sikrer balancen i elsystemet.

Det er TSO'ens efterspørgsel efter balancerings-tjenester (regulerkraft, frekvensstabilisering mm.), der udgør "markedsefterspørgslen efter fleksibilitet". Den efterspurgte fleksibilitet imødekommes i dag kun i meget begrænset grad og nærmest på pilot-niveau af efterspørgselssidens mindre enheder, f.eks. levering af FCR fra et mindre antal el-biler på Frederiksberg og Bornholm.

Andre lande gennem mange år udviklet et elmarked for forbrugsfleksibilitet. Som det fremgår af SmartENS mapping (figur 1), er det især de lande, der har a-kraft, eller er udfordret på produktionskapaciteten, der har udviklet markeder for efterspørgsels-fleksibilitet. Der er mange forklaringer på de observerede forskelle.

**Figur 1:** Forbrugsfleksibilitet og markedsrammer herfor i en række europæiske lande.



Note: Grønt markerer de lande, hvor der er kommerciel efterspørgsel efter fleksibilitet i elmarkedet og hvor markedsrammerne herfor er veludviklede. Kilde: SmartEN (2017).

Udviklingen af et dansk marked for efterspørgselsfleksibilitet går trægt. Hovedbarrieren for udbredelse er, at business casen er svag. Det er den primært, fordi behovet for fleksibilitet i efterspørgslen er begrænset så længe elektrificeringen særligt i opvarmning og transport går for langsomt fremad. Opgaven med at øge elektrificeringen kan eller skal selv sagt løses i arbejdet med at forbedre rammerne for fleksibilitet.

Når rammerne for handel med fleksibilitet skal forbedres her-og-nu, er der således i høj grad tale om at gøre det danske marked klar til at løse de fremtidige udfordringer mest omkostningseffektivt og samtidig

hermed skal Ren Energipakkens fleksibilitets-elementer om den aktive forbruger, "demand response" og "aggregering af forbrug" løses.

Det er samtidig opfattelsen, at uanset den nuværende svage business case, så er der andre udfordringer ift. at bringe særligt de mindre fleksibilitetsenheder (så som bygningers opvarmning og ventilation samt rensningsanlægs fleksibilitet) ind i elmarkedet, der henvises til afsnittene om udfordringer og anbefalinger, nedenfor.

De danske aktører har – fortrinsvis gennem offentlig støttede projekter eller projekter, hvor Energinet har søgt at fremme efterspørgselsfleksibilitet gennem lempeligere krav - udviklet en række lovende fleksibilitetscases, som demonstrerer, at det rent teknisk kan lade sig gøre at levere den efterspurgte fleksibilitet.

De eksisterende "kommercielle" cases viser, at når der i fremtiden kommer en efterspørgsel efter fleksibilitet, vil det for de aktører, der kan aggregere fleksibilitet fra mindre enheder, være muligt at afhjælpe særligt elnettets udfordringer og gennem værdien fra nettarif, tilslutningsvilkår og evt. salg af fleksibilitetsydelse til DSO og TSO. Det vil sætte markedets aktører i stand til at kombinere værdien fra fleksibilitetsmarkedet med andre værdistrømme i den kommercielle aktørs servicetilbud til kunden – i dag er det typisk energi-optimerings-elementet, der udgør den primære værdistrøm.

Hermed er der udsigt til at kunne opbygge en rimelig business case omkring et produkt, der kan levere en efterspurgt fleksibilitetsydelse og reagere på prissignaler i elmarked og elnet. Der redegøres kort for udvalgte cases i nedenstående boks.

<b>Fleksibilitetscases i Danmark</b>
<b>Ecogrid 2.0.</b> <b>Kort om casen:</b> EcoGrid 2.0 projektet er demonstration af tekniske muligheder for køb og salg af fleksibelt elforbrug. Projektet udvikler og demonstrerer en markedsplatform, værktøjer til styring af fleksibilitet for både sælger og køber samt algoritme- og evalueringsværktøjer. <b>Partnere/Involverede:</b> Dansk Energi, IBM, INSERO, Krukow, DTU og CBS <b>Fleksibilitetsfordele:</b> BEOF opnår viden og erfaring i brug af fleksibilitet til fremtidige behov, herunder DSO værktøjer til styring og overvågning af nettet. På længere sigt kan denne viden give BEOF mulighed for at inddrage større mængder af vedvarende energi i elsystemet og optimere netdriften evt. udskyde omkostningsfulde netforstærkninger mm. <b>Udfordringer:</b> Det har ikke været muligt at melde fleksibiliteten ind i virkelighedens markeder.
<b>Nuvve-Nissan-Centrica elbil-case</b> <b>Kort om casen:</b> Det støttede Parker-projekts mål er at validere, at serieproducerede elbiler kan integreres i elnettet og levere effekt og energiydelser både lokalt og regionalt. Parker skal ses i sammenhæng med den kommercielle videreførelse af projektet, som også involverer Centrica Energy Trading (tidl. NEAS Energy) og Energinet som partnere. I det kommercielle projekt leveres frekvensydelser gennem den balanceansvarlige. <b>Partnere/Involverede:</b> Nuvve, Nissan, Centrica Energy Trading, Energinet, DTU <b>Fleksibilitetsfordele:</b> Det er det første kommercielle projekt i verden, hvor elbiler med V2G har leveret frekvensydelser til nettet. For distributionsvirksomheder ville projektet i fremtiden kunne give mulighed for at udnytte elbilens fleksibilitet og egenskaber til at reducere og forsinke opgraderinger af distributionsnettet. For Energinet skal projektet bane vejen for elbiler som ny teknologi til levering af systemydelser. <b>Udfordringer:</b> Krav om online-måling er en barriere, der er fjernet, men business casen er fortsat presset af de øvrige omkostninger.

### **Rosengård Centret**

**Kort om casen:** Med det formål at påvise større bygningers fleksibilitetspotentiale, har EnergiDanmark installeret styring af ventilationen i dette forretningscenter. Flexibilitet er mulig at mobilisere i sommersæsonen, når ventilationsanlægget er i drift

**Partnere/Involverede:** EnergiDanmark, Rosengård Centret, Energinet

**Fleksibilitetsfordele:** Mobilisering af fleksibilitet er muligt, men business casen er begrænset

**Udfordringer:** Markedsdesign ift. behov for at blande forbrug og produktion; undgå onlinemålinger, at kravspecifikationer generelt er designet til produktion. Der er behov for et paradigmeskift fra simple el-aftaler til noget helt andet. Ingen vil lave om i deres hverdag for at hjælpe el-markedet. Den økonomiske gevinst er for lille og for usikker

### **Blue Kolding**

**Kort om casen:** Rensningsanlæg benytter betydelige mængder energi på pumpeaktiviteter mm. F.eks. Anlægget har mulighed herfor, er det rentabelt at aktivere pumpeaktiviteter, når spotprisen er lav. Herudover, og særligt hvis rensningsanlæg har nødstrømsanlæg, vil anlægget kunne levere balancerings-tjenester. Men rensningsanlæggets kerneaktivitet kommer i første række, altså effektiv rensning. Derfor skal de digitale systemer spille sammen.

**Partnere/Involverede:** BlueKolding, Energinet, Krüger/Veolia

**Fleksibilitetsfordele:** Der er en umiddelbar og end beskedent økonomisk besparelse (ca. DKK 400.000/år). Og det forhold, at elsystemets balancerings understøttes giver en image/brand "CO2-fordel". Endelig afsøges muligheden for at levere systemydelser. Her er værdien dog mindre attraktiv end fx i UK

**Udfordringer:** Det har været en teknisk udfordring at få rensningsanlæggets styresystem til at spille sammen med den balanceansvarlige it-system. Dette problem er nu løst og anlægget kan køre med levering af ydelser. Men værdien er beskedent for BlueKolding

### **Nordhavn – (Batteri i nettet)**

**Kort om casen:** Et batteri i Nordhavnen anvendes til aflastning i spidslast (peak-shaving). Den stigende mængde strøm fra fluktuerende energikilder som vind og sol, stiller nye krav til elnettet. Derfor testes det, hvordan et nyt batteri på 460 kWh i Nordhavn kan mindske belastningen af elnettet.

**Partnere/Involverede:** Radius Elnet, ABB og DTU

**Fleksibilitetsfordele:** Det primære udbytte er vidensopbygning, samarbejde, nye relationer og eksponering

**Udfordringer:** Den økonomiske regulering hindrer Radius i at udnytte fleksibilitet i driften af elnettet. Der er pt. et forrentningsloft, som er bindende. Det betyder, at projektkostningerne som udgangspunkt dækkes af øgede indtægter i Radius. Men det tilskud, som modtages fra EUDP, indtægtsføres og fortrænger alt andet lige tilsvarende indtægter fra tarifopkrævning. Det samme gælder indtægter fra frekvensmarkedet.

## **Perspektiver for fremme af fleksibilitet på tværs af forsyningsarter**

Med særlig fokus på den danske styrkeposition inden for energi-system-integration skal det i denne sammenhæng fremhæves, at det gennem et tættere samarbejde på forsyningssektorniveau vil være muligt at styrke fleksibilitetsværdien i energianvendelsen i andre forsyningsarter. BlueKolding-casen beskrevet ovenfor er et eksempel herpå.

Fleksibilitet kan direkte belønnes gennem spotmarkedets elpriser og elnettariffer, men den kan også belønnes i andre elmarkeder, som en fleksibilitetsydelse. Nedenfor er det for hver sektor eksemplificeret, hvordan dette samspil kan realiseres.

**Fjernvarmesektor:** Varmepumper i fjernvarmen kan levere fleksibilitet og belønnes gennem det prissignal (elnet-tariffer og tilslutningsvilkår), der i fremtiden skal belønne den forbruger, der aflaster elnettet. Hermed bliver fjernvarmen et fleksibelt varmelager og kan gennem nettatariffer og spotmarkedsprisen få glæde af at spille effektivt sammen med el-systemet. Det vil med krav til antal driftstimer for store varmepumper, formentlig primært være fjernvarmeforsyninger, der supplerer varmepumpen med andre muligheder (overskudsvarme, biomasse mm.), som kan levere fleksibilitet. Hermed bliver fleksibiliteten i elmarkedet en potentiel værdistrøm i takt med elektrificeringen.

Fjernvarmeforsyningen bør også selv have mulighed for at sende et prissignal og belønne de forbrugere, der fx aflaster fjernvarmen i spidslast. Danfoss-Lean-Heat og Neogrid Technologies har demonstreret eksempler på, hvordan energioptimering og effektiv varmestyring i større bygninger kan reducere energianvendelsen (typisk 10-20 pct.) og reducere og flytte opvarmningstidspunktet, så behovet for spidslastproduktion reduceres. Det bemærkes, at i modsætning til el-markedet, hvor der for balancerings-tjenester findes et sammenhængende marked for handel med ydelser, så vil det "marked", der kan aktiveres i fjernvarmen, være en lokal udveksling af ydelser mellem et fjernvarmeselskab og en given bygning, og fjernvarmeselskabet kan sende et prissignal via varmetariffen. I lighed med elnettatariffer, er der behov for at forbedre fjernvarmeselskabets muligheder for gennem §20 i Varmeforsyningsloven at belønne de forbrugere, der hjælper systemet, fx aflaster i spidslasttidspunktet.

**Vandsektorens** energiforbrug - særligt til pumpning af vand/spildevand og beluftning udgør 2,3 pct.<sup>1</sup> af det samlede energiforbrug i Danmark. I fx UK er der erfaring med at aktivere rensningsanlæggenes fleksibilitetspotentiale. Hvis det i Danmark på tilsvarende vis er muligt for rensningsanlæg at udskyde aktiviteter til tidspunkter, hvor spotmarkedsprisen er lav, ligger der en – mindre - økonomisk fordel heri. I det omfang aktiviteterne kan aktiveres, når der efterspørges fleksibilitet fra enten Energinet eller i fremtiden fra netselskabet, vil vandsektoren potentielt kunne stå til rådighed for en aktivering evt. suppleret af, at de anvender den backup, de har fra nødstrømsanlæg på rensningsanlægget. BlueKolding og EnergiDanmark har demonstreret dette potentielle samspil mellem vandsektoren og el-system. I det offentligt støttede CITIES-projekt er der også demonstreret fleksibilitet i rensningsanlæg.

**Gas-sektor:** Gassens (naturgas, opgraderet biogas og Power-to-gas) rolle frem mod 2050 er uafklaret. Fra nogle sider påpeges et potentiale for at bevare gassen i opvarmningen med den begrundelse, at der hermed bevares en energisystem-mæssig fleksibilitetsværdi via el-gas-hybridløsninger. Gasstrategien skal afdække, om fleksibilitetsværdien ved et samspil mellem el og gassystemet, er stor nok til at kunne understøtte en interesse i at udrulle el-gas-hybrider. De hidtidige projekter, fx FlexGasII viser, at forbrugeren kan få en besparelse i form af energiregningen direkte, fordi varmepumpen kan køre, når el er billigere end gasfyring. Der vil også være en mulig værdistrøm, hvis el-gas-hybridløsningerne kan aktiveres i elmarkedet, og bydes ind til TSO'en i fx regulerkraftmarkedet, eller bydes ind til DSO'en, når der er trængsel i elnettet. Der er i EUDP-projektet FlexGasII set på den sparede spotpris i forhold til gasprisen, og analyseret på den mulige el-gas-systemværdi ved hybridløsningen, men i skrivende stund foreligger ikke resultater af denne analyse.

---

<sup>1</sup> DTU Miljø Morten Borup præsentation den 19. september 2018, ved iEnergis workshop (800GWh pr. år)

## Hovedudfordring

Med afsæt i det arbejde, som vi gennem de seneste godt fem år har gennemført, bl.a. af i regi af Markedsmodel 2.0., skal det danske marked for handel med fleksibilitet videreudvikles. Ikke mindst inspireret af de eksempler vi ser i andre EU-lande viser, kan det konstateres, at der i det danske marked er en række udfordringer med at aktivere efterspørgselsfleksibilitet fra en række fleksibilitetsprodukter - ofte mindre forbrugsenheder.

Det skal således sikres, at de krav til levering af fleksibilitetsydelser, der opstilles, ikke udelukker en række kilder, der i andre lande har vist sig attraktive for de, der efterspørger fleksibilitet. Hvilke ydelser, der i sidste ende matcher fleksibilitetsmarkedets behov, skal afgøres af, hvad der er mest omkostningseffektivt og ikke afgøres af markedsbarrierer. Da mindre forbrugsenheder i fleksibilitetsmarkedet herved muliggøres, sikres også en efterlevelse af den målsætning, som Ren Energi-pakken opstiller om, at forbrugeren skal kunne deltage i elmarkedet gennem aggregering af fleksibilitet.

De hovedudfordringer, der skal imødekommes, beskrives i nedenstående **Roadmap for fleksibilitetsprodukter og services**. Som vist i figur 2 skal følgende udfordringer løses:

- Volumenstigning i fleksibilitetsforretningen (fx flere elbiler, varmepumper mm.),
- Bedre udnyttelse af den digitale infrastruktur (målere, it og dataadgang),
- Værdisætning og prissignaler der understøtter fleksibilitet og
- Bedre rammer for markedsefterspørgsel.

Ift. *volumenstigning* ligger hovedudfordringen i elektrificeringens utilstrækkelige fremdrift, hvilket som nævnt ikke kan løses gennem bedre rammer for handel med fleksibilitet. Men det er afgørende, at elnettets ansvarlige og kommercielle aktører, der arbejder med fx varmepumper og biler arbejder tæt sammen, således at den tiltagende elektrificering af opvarmning og transport rent teknisk sker på en måde, som muliggør at komponenterne rent faktisk kan aktiveres i elnettet.

Ift. *bedre udnyttelse af den digitale infrastruktur* skal det understreges, at vi i Danmark er i gang med at imødekomme de ønsker, som danske aktører igennem længere tid har efterspurgt. Disse ønsker understøttes også af indholdet om aggregering i Ren Energipakken fra 2018. Fx betyder implementeringen af de anbefalinger, som Energinet, Dansk Energi, DI og Intelligent Energi udformede i 2017, jf. Markedsmodeller for aggregatorer<sup>2</sup>, hvor der er sket en videreudvikling af modellerne, at der sikres bedre rammer for udnyttelse af infrastrukturen. Herigennem styrkes også samspillet mellem netselskaber og markedets øvrige aktører til gavn for den kunde, der ønsker at være fleksibel i sit energiforbrug. Det igangsatte arbejde forventes at ville forenkle og billiggøre forretningsmodeller, som har særlig fokus på elektrificering og mulig aktivering af forbrugsfleksibilitet fra mindre enheder.

En af de udfordringer, der udestår ift. bedre udnyttelse af den digitale infrastruktur, omhandler etablering af rammer for aktører og/eller roller i elmarkedet, der kan levere aggregering af fleksibelt forbrug til kunden uden accept af elhandleren, jf. implementering af Ren EnergiPakkens §§ 13,15 og 17. Det skal sikres, at der i elmarkedet ikke er barrierer for, at sådan evt. ny aktører, der ønsker at understøtte kunders aktivering af fleksible enheder i elnettet, kan tilbyde denne service. Adgangsbarrierer i elmarkedet skal

---

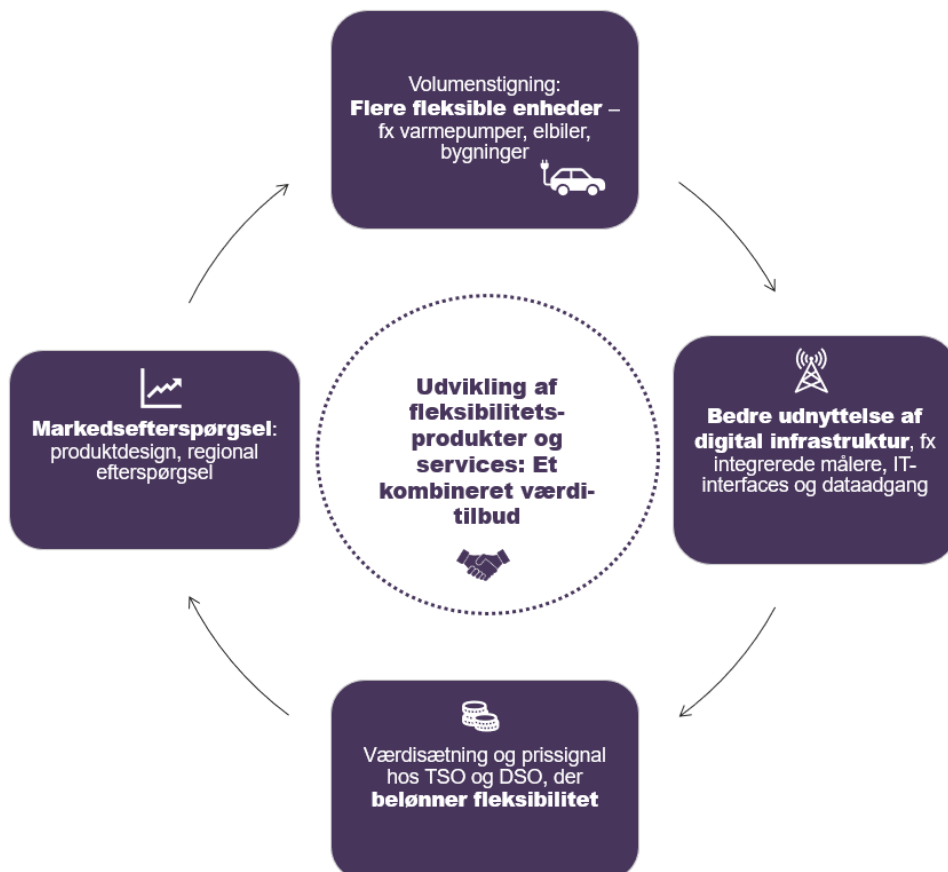
<sup>2</sup> <https://ienergi.dk/udgivelser/markedsmodeller-aggregatorer-aktivering-fleksibilitet>

således fjernes. Der er flere måder at gøre dette på, og det skal udredes, hvordan det mest hensigtsmæssigt kan ske.

En anden af de udfordringer, der udestår, er spørgsmålet om adgang til data hos forsyningselskaber og behov for standardisering af forbrugsdata for el, varme, vand og gas. Der pågår en række aktiviteter, der håbes at kunne løse denne udfordring.

Der henvises til næste afsnit om "Anbefalinger"

**Figur 2:** Roadmap til fleksibilitetsprodukter og –services.

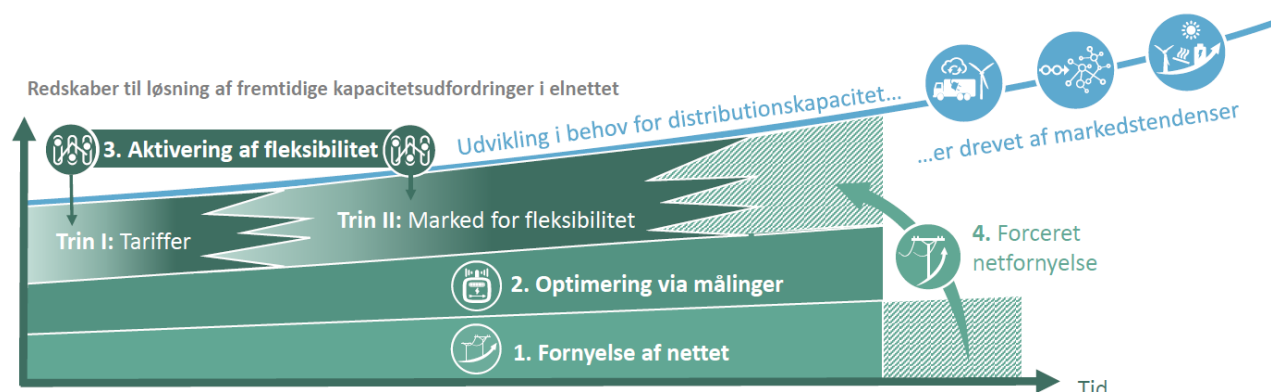


Ift. prissignal og værdisætning ligger udfordringen på kort sigt i, at elnetselskaberne er hæmmet af den regulering, der omhandler elnettariffer (§73 i Elforsyningsloven) og den benchmark-regulering, der følger af elnetselskabernes indtægtsrammeregulering både ift. at aktivere gennem et prissignal og ift. at købe fleksibilitetsydelse.

Et første skridt i udviklingen af handel med fleksibilitet er at løfte de barrierer, der er i reguleringen, for at give større frihed i fastsættelsen af elnettariffer og samtidig hermed udvikle en økonomisk regulering, så den ikke styres af historiske omkostninger, men kan favne fremtidens muligheder.

Det er væsentligt, at den kostæghed, der afspejles i tariffer og tilslutningsvilkår, har ophæng i de både kortsigtede og langsigtede infrastrukturomkostninger, og dermed den værdi, som fleksibilitet i energianvendelsen har for infrastrukturen ift. omkostningen ved fremrykning af investeringer i

infrastrukturen. Det er en udfordring i sig selv at skabe forståelse for, at det er kosttætte tarifiering, når tariffen tager højde for de langsigtede og ikke kun de kortsigtede investeringsomkostninger.



Kilde: Dansk Energi, Elnetoutlook.

Kort sagt så er det værdien af at undgå det, der i denne figur fra Dansk Energis Elnet-outlook kaldes "Forceret netfornyelse", der skal omsættes i elnetselskabernes prissignal i form af her-og-nu elnettariffer og nettilslutningsvilkår og tillige omsættes i fleksibilitetsprodukter til DSO'er. I Dansk Energis nyligt offentliggjorte elnets-analyse er værdien opgjort til en årlig reduktion i investeringerne på ca. 2 mia. kr. for alle danske netselskaber under et. Analysen viser, at normalbehovet for investering i elnettet udgør ca. 2 mia. kr. pr. år. Uden aktivering af fleksibilitet, fx fra elbilopladning vil investeringsudgiften stige til ca. 5 mia. kr. årligt i de kommende årtier. Med aktivering af fleksibilitet kan investeringen reduceres til i alt ca. 3 mia. kr. årligt.

Prissignaler fra infrastruktur-ejerne er et afgørende virkemiddel, når forsyningssektorerne ønsker at levere høj service til en konkurrencedygtig pris. Det er samtidig muligt for markedets aktører, fx aggregatorer at opfange dette prissignal, som for den enkelte kan være af mindre betydning, men for en portefølje af fleksible enheder, kan udgøre et væsentligt økonomisk bidrag i udformningen af forretningstilbuddet. Aggregatoren kan gennem tariffer og tilslutningsvilkår således blive et centralt bindeled mellem forsyning og slutkunde, og gennem sit forretningskoncept sprede risikoen for den enkelte kunde på en bredere portefølje af kunder.

Ift. *markedsefterspørgsel* er den primære udfordring, at fleksibilitetsmarkedet i dag har en begrænset efterspørgsel domineret af balancerings-tjenester.

På TSO-niveau har den europæiske TSO-organisation, ENTSO-E igangsat projekterne MARI og PICASSO, der har fokus på en harmonisering af balancerings-ydelser i EU. Fra et dansk perspektiv er en af udfordringerne i dag produkt-design og produktvilkår i Energinets efterspurgte tjenester. Design og vilkår matcher ikke det, som særligt mindre forbrugsenheder kan levere. Om harmoniseringsbestrebelsene forbedrer eller forværrer de eksisterende udfordringer skal afdækkes.

På DSO-niveau er der pt. ikke en efterspørgsel. Men rammerne for en kommende efterspørgsel skal forberedes. Og heri ligger der en række tekniske udfordringer, som i test-cases i udlandet er løst i et samspil mellem DSO, aggregator og leverandøren af fleksibilitetsplatforme.



Ift. udvikling af markedsefterspørgsel er det vigtigt at blive klogere på, hvilken rolle "facilitatorer i markedet" kan spille, og hvem der skal være facilitator. Forventningen er, at det vil være en økonomisk fordel for de DSO'er, der efterspørger fleksibilitet, hvis markedet klargøres til at favne andre fleksibilitetsprodukter, end de der løser dagens behov. F.eks. viser en case for det tyske netselskab Mitteldeutsche Netzgesellschaft, hvor Entelios er aggregator, og NODES er den anvendte fleksibilitetsplatform, at det er langt billigere at løse udfordringerne i nettet gennem efterspørgselsfleksibilitet i dette tilfælde leveret af industrien frem for at afkoble solbaseret elproduktion og betale producenterne en kompensation herfor<sup>3</sup>. Tilsvarende resultater forventes demonstreret i det tyske SINTEG-projekt<sup>4</sup>, bl.a. i Nordtyskland med EPEX-Spot som fleksibilitetsplatform.

I en dansk kontekst ser Dansk Energi og Energinet sammen med DSO'er og balanceansvarlige på, hvordan en mere omkostningseffektiv løsning end afkobling af vindmøller på Lolland og betaling herfor kan løse de udfordringer Energinet har i transmissionsnettet, når der produceres vindbaseret el. Det handler om, at Energinet i stedet kan efterspørge fleksibilitet. På sigt kan denne løsning formodentlig også sætte distributionsnettet i stand til at løse lokale udfordringer gennem efterspørgsel efter fleksibilitet.

Udfordringerne ligger således i at udvikle rammer, der faciliterer at alle ydelser, der kan løse det efterspurgte problem, kommer til markedet på en billig, effektiv og transparent måde. Handel med fleksibilitet vil – måske i en årelang indkørfase - have et tyndt grundlag og dermed måske ikke være egnet til at sætte de rette priser for lokal-fleksibilitet i de første år. Spørgsmålet er, hvordan et marked både i sin vorden og på længere sigt faciliteres bedst muligt.

Udfordringerne kan løses gennem fleksibilitetsplatforme såsom NODES og EpeXSpot, som samler og sikrer transparens i prisdannelsen for udbud og efterspørgsel. Disse platformes pilot tests i andre EU lande kan informere os i Danmark om, hvordan prisdannelsen kan/skal påvirke prisdannelsen på balanceringsydelsesmarkederne. Spørgsmålet er, hvilken vej der er mest hensigtsmæssig at betrede, særligt i et ikke-eksisterende marked, hvor transaktionsomkostninger skal holdes nede. Dette skal afdækkes nøjere.

## Anbefalinger

Som beskrevet i Intelligent Energis oplæg til *Fremtidens Intelligente Energi- og Forsyningsystem* er **Bedre rammer for handel med fleksibilitet** helt afgørende for en omkostningseffektiv grøn omstilling. Det skyldes, at forsyningsinfrastrukturerne og særligt el-infrastrukturen står over for store investeringsbeslutninger, der skal træffes under langt større usikkerhed end tidligere, ikke mindst omkring hvilke teknologier, der vinder frem og hvor hurtigt de vinder frem. Infrastrukturerne skal derfor kunne favne flere veje til uafhængighed af fossile brændsler. Der henvises til nævnte oplægs område 1 om at **Forsyningsinfrastrukturerne skal kunne favne flere veje til fossil** uafhængighed og Baggrundsnotat hertil. Nedenfor uddybes hvordan der kan skabes bedre rammer for handel med fleksibilitet. Oplæggets overordnede anbefalinger er vist i nedenstående boks.

---

<sup>3</sup> Artikel offentliggjort ved internationaler ETG-kongres i Tyskland i maj 2019: Demonstration of a Market-based Congestion Management using a Flexibility Market in Distribution Networks

<sup>4</sup> En oversigt over de tyske SINTEG-projekter som er finansieret af det tyske økonomi og energiministerie findes her:

[https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/SINTEG\\_broschuere\\_2018\\_EN\\_\\_bf\\_web.pdf](https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/SINTEG_broschuere_2018_EN__bf_web.pdf)

<b>Budskab 2: Bedre rammer for handel med fleksibilitet</b>
<p><b>Anbefalinger:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Bedre udnyttelse af digital infrastruktur (målere, it mm.) skal gøre forretningsmodeller billigere.</li> <li>2. Forsyningsselskabernes data skal sættes fri til brug for markedsscreening og produktudvikling.</li> <li>3. Rammerne for markedsefterspørgsel efter fleksibilitetsprodukter skal forbedres, således at fleksibilitet i øvrige forsynings, industriens, bygningers og transportsektoren fremmes.</li> <li>4. Forsyningsselskaber ønsker at levere høj service til en konkurrencedygtig pris. Det skal bl.a. ske gennem tariffer og tilslutningsvilkår, der belønner dem, der hjælper infrastrukturen. Det skal regulering af tariffer inden for el, varme, vand og gas muliggøre.</li> </ol>

Disse anbefalinger uddybes og konkretiseres nedenfor.

<b>Roadmap til fleksibilitetsprodukter og services skal implementeres</b>	
<b>Anbefaling</b>	<b>Motivation</b>
<b>1. Volumen i fleksibilitetsforretningen:</b>	
<p>Der henvises til anbefalingerne i Hovedoplægget <i>Fremtidens Intelligente Energi- og Forsyningssystem</i> (link).</p>	<p>Der er med de seneste tiltag i 2018 skabt bedre økonomisk incitament til at elektrificere opvarmning og transport. Men elektrificeringen går for langsom, og der skal mere til for at nå de satte klimamål og for at skabe et bedre match mellem VE-produktion og VE-anvendelse.</p> <p>Ift. handel med fleksibilitet er det afgørende, at den elektrificering, der finder sted sker således at det er muligt at aktivere enhederne fx varmepumper og elbiler, når behovet opstår.</p>
<b>2.a. Bedre udnyttelse af digital infrastruktur – målere og it-interfaces (API'er) – billiggørelse af forretningsmodeller:</b>	
<p>Det allerede igangsatte arbejde om Markedsmodeller for aggregatorer skal færdiggøres.</p> <p>Arbejdet i Energistyrelsen med <b>Energiaftalens Markedsmodel 3.0.</b> skal orienteres om dette arbejde og der bliver behov for at Energistyrelsen understøtte den videre implementering fx ift. at overbevise Sikkerhedsstyrelsen.</p>	<p>Vi har i de seneste fem år været i gang med at forbedre rammerne for markedets aktører, og der arbejdes videre med tests, udformning og implementering af de aftalte forbedringer, særligt ift. bedre udnyttelse af digital infrastruktur og et værdiskabende samspil mellem infrastruktur og forbrugere, hvor aktører i markedet, der aggregerer forbruget, står som et centralt bindeled, der kan bringe efterspørgselsfleksibilitet til markedet. Det handler her om at skabe nye muligheder for forretningsmodeller, og gøre disse billigere. En udfordring bliver at overbevise Sikkerhedsstyrelsen om, at aktørers eget udstyr kan anvendes til afregning bag netselskabets hovedmål.</p> <p>De modeller, der arbejdes med er:</p>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Model for FCR-ydelser uden en balanceansvarlig. Forudsætning er, at energimængder er meget små, og derfor kan ske uden at skabe balanceringsproblemer, fx FCR-ydelse fra elbilsbatterier. Model er i test hos Energinet (Model 1 i omtalte 2017-anbefalinger)</li> <li>2. Bedre servicevilkår for opsætning af serielle målere har været i høring og skal nu implementeres i standardvilkår. Dette arbejde sker i regi af Dansk Energi, alle netselskaber og skal videre til godkendelse hos Forsyningstilsynet (Model 3 i omtalte 2017-anbefalinger)</li> <li>3. Test af om "aktørers egne målere" bag net-selskabets hovedmålere kan godkendes til brug for afregning med kunden er igangsat (En udvidelse af Model 2 i omtalte 2017-anbefalinger)</li> </ol>
--	---

**2.b. Bedre udnyttelse af digital infrastruktur – Kundens adgang til at delegerer aggregering af fleksibelt forbrug til en "aggregator" definition af aggregator" i elmarkedet vs. fjerne barrierer i eksisterende markedsforskrifter:**

<b>Anbefaling</b>	<b>Motivation</b>
<p>I Markedsmodel for aggregatorer (MM2.0.-arbejdet) blev aggregator defineret som:  <i>Aggregator: Har indgået aftale med en elkunde om adgang til at disponere over elkundens fleksible forbrug og/eller produktion i elmarkedet. Aggregator puljer fleksibilitet fra kunder og omsætter den til produkter i elmarkedet til brug for TSO, DSO og/eller balanceansvarlig.</i></p> <p>I forlængelse af CEP-implementering og opfølgning på <b>Energiaftalens Markedsmodel 3.0.</b> skal en "ny aktør" defineres i EFL og Markedsforskrift H1. Implementeringen skal ordret bygge på CEP, jf. teksten i "Motivations"-kolonnen.</p> <p><b>Tekniske implikationer:</b> Det skal herudover analyseres, hvordan" aggregering af en kundes fleksible forbrug (ekskl det klassiske forbrug) rent</p>	<p>Ren Energi-pakkens (CEPs) elementer om aggregering af fleksibelt forbrug skal implementeres. Det er særligt følgende elementer der skal ind i Elforsyningslov og H1:</p> <p><i>"aggregering": en funktion, der varetages af en fysisk eller juridisk person, der samler flere kunders forbrug eller producerede elektricitet til salg, køb eller auktion på et elektricitetsmarked (kopi af direktivets definition)</i></p> <p><i>"aggregator": En fysisk eller juridisk person, som driver aggregeringsvirksomhed. (fortolkning)</i></p>

<p>teknisk kan ske under hensyntagen til, at der hermed ikke opstår barrierer, at den balanceansvarlige og elhandleren behandles som foreskrevet i CEP.</p> <p>Arbejdet med <b>Energiaftalens Markedsmodel 3.0.</b> skal orienteres om aktørernes overvejelser og ENS skal hvor det giver mening inviteres med i det videre arbejde.</p>	<p><i>"uafhængig aggregator": en markedsdeltager, der er aktiv inden for aggregering, og som ikke er tilknyttet kundens leverandør. (kopi af direktivets definition)</i></p> <p><b>Tekniske implikationer:</b> CEP forudsætter at aggregator løfter eller delegerer sit balanceansvar. Det skal sikres, at der gennem aggregators aktiviteter ikke sendes en ubalanceafregning videre til den balanceansvarlige på målepunktet. Det skal samtidig afklares, hvordan aggregator ikke hindres i at aktivere en fleksibel kunde samtidig med, at der på et givet målepunkt i et givet tidspunkt kun kan være en balanceansvarlig. Dette udredes pt. i en arbejdsgruppe i regi af Dansk Energi.</p> <p>Herudover rejser elhandlere en række spørgsmål om kompensation ved økonomisk tab som følge af aggregators aktivering af en elkundes forbrug.</p> <p>Det er uforeneligt med CEP, at en sådan kompensation udgør en barriere for aktivering af forbrug. Elhandleren kan gennem den indgåede aftale med sin kunde undgå et tab. Der bør derfor overvejes udformning af standardaftaler, hvilket også vil gøre det gennemsigtigt for aggregatorer, at indgå aftale på deres side med den fleksible kunde. Så vidt iEnergi er orienteret, tages der allerede i dag højde herfor i de indgåede kontrakter.</p> <p>iEnergi påpeger endvidere, at det under CEP-forhandlingerne ift. kompensationsspørgsmålet er fremhævet at en given kompensationsopgørelse ift. alle markedets aktører - skal inddrage de fordele aggregator er kilde til hos andre markedsaktører ift. aktivering af fleksibilitet. Den uafhængige aggregators aktivitet vil fx tilvejebringe en billigere form for fleksibilitet end de nuværende aktører (fx afkobling af vindproduktion) og vil have en effekt på prisdannelsen i spotmarkedet, som er en fordel hhv. ulempe for forskellige af markedets aktører. Der er således både omkostningselementer og fordele som en eventuel kompensationsopgørelse skal tage højde for. Det betyder, at når en markedsaktør påpeger et tab, skal det holdes op</p>
--	---

	<p>mod de aktører, der vinder, hvorefter spørgsmålet er, hvem der samlet set skal betale eller have en given kompensation.</p> <p>Alle markedets aktører vil således have fordele af at få udformet processer og aftaler, der forebygger eventuelle kompensationsdiskussioner ved at afdække egen risiko for den uafhængige aggregators aktiviteter. Ift. elhandleren vil det være "standard-aftaler", der sikrer, at elhandler ikke rammes af en kunde, der delegerer noget af sit forbrug til en aggregator. Det er i øvrigt opfattelsen, at der bør sondres mellem husholdninger og erhvervs kunder/store kunder, hvor småkunder rent administrativt bør behandles lempeligere, hvis de delegerer deres fleksible forbrugsenheder.</p>
<p><b>2.c. Bedre udnyttelse af digital infrastruktur markedscreening og produktudvikling:</b> -<b>Bedre adgang til standardiserede data mhp.</b></p>	
<p><b>Anbefaling</b></p>	<p><b>Motivation</b></p>
<p>Der er igangsat en række digitaliserings- og datainitiativer med offentlig støtte. Disse skal følges nøjere</p> <p>Aktiviteterne tænkes at være en udmøntning af Vækstteamets anbefalinger og arbejder under overskrifterne Center Danmark, Flexible Energy Denmark og Heat 4.0. (Innovationsfonden støtter de to sidstnævnte). Hertil kommer ENS <i>Data i bygninger</i> (En række rapporter ligger nu til grund for ENS videre overvejelser).</p>	<p>Der er en tilbagevendende diskussion om behov for dataadgang og standardisering af data på tværs af forsyninger. Det er vigtigt, at der nu omsider sker noget på dette felt.</p> <p>Den eksisterende infrastruktur genererer store mængder data, som en række aktører efterspørger adgang til. Aktørerne efterspørger, at data på tværs af el, varme, vand og gas standardiseres og gøres tilgængeligt.</p> <p>Det drejer sig om timeværdier men også yderligere online data, der kan understøtte fleksibilitetsservices. Ved at give adgang til forsynings selskabernes data i en højere opløsning (fx 5 minutters data), muliggøres yderligere forretningsudvikling. Ved at aktører ikke skal foretage parallelle investeringer.</p> <p>Data på fx timeværdier kan anvendes til at screene markedet, data i en højere opløsning kan anvendes til at udvikle produkter og services. Ikke alene el-netselskaberne, der har fjernaflæste målere skal give adgang til disse data, men fjernvarmeselskaber og vandselskaber med fjernaflæste målere vil også have mulighed for at give adgang til data i høj frekvens.</p>

<p>Energiaftalens ”Test i regulatoriske frizoner” anbefales anvendt til et udbud om business casen for dataanvendelse (realiserede implikationer for selskabet og for kunden i eksisterende dataprojekter i forsyningsselskaberne). Her kunne fx de 8 Midt og Vestjyske selskabers fordele og ulemper ved hhv. teknikerportal og ved at udstille time-værdi-data til kunden for el, varme og vand i en standardiseret form analyseres nøjere. Konklusioner fra en sådan analyse kan bruges til at afdække om udstilling påvirker kundens adfærd og kan tillige bruges til at udvikle forslag til, hvordan kunden enkelt kan give markedets aktører adgang til egne data fra forsyningsselskabernes kundeportal. Dette kunne være et projekt som indgik i test i regulatoriske frizoner.</p>	<p>Herudover er der andre forsyningsdata, som i produktudviklingssammenhæng vil have værdi, fx indsigt i effekt-måling.</p> <p>Opfølgning på Energiaftalen og Vækstteamets anbefalinger skal sætte forsyningsselskabernes data fri og sikre, at markedets aktører får adgang til anonymiseret data til brug for markedsscreening og produktudvikling.</p> <p>iEnergi henleder opmærksomheden på den løsning, som 8 Midt og Vestjyske forsyningsselskaber (MV-gruppen) har iværksat, hvor fælleshjemtagning af målerdata (via RAH) og udformning af en teknikerportal og kundeportal giver en række driftsfordele for selskaberne og udstilling af kundedata for el, varme og vanddata giver kunden et godt overblik. Business casen og kunde-virkning bør analyseres nøjere for at afdække, om det giver mening at pålægge alle selskaber med fjernaflæste målere tilsvarende portaler.</p> <p>Ift kundeportalen og evt. fordele, vil der være en videre mulighed for, at kunden giver en markedsaktør adgang til at udvikle produkter og services til kunden.</p> <p>Ift teknikerportalen er Thy-Mors, Kamstrup g AAU del af et Horizon 2020-projekt Net2DG, som også kunne være grundlag for en nøjere cost-benefit-analyse af selskabernes fordele ved digitalisering.</p>
<p><b>Værdisætning og prissignal:</b></p>	
<p><b>Anbefaling</b></p>	<p><b>Motivation</b></p>
<p>Tariffer og tilslutningsvilkår skal belønne fleksibilitet (både i el, varme- vand og gasforsyning). Betaling for ydelser i infrastrukturen skal udformes, så den kunde, der belaster infrastrukturen, betaler mere end den, der aflaster infrastrukturen. Tidsdifferentiering generelt og andre ”modul-elementer” i betalingen skal understøtte denne målsætning, f.eks. skal det være muligt at belønne en bygning/enhed, der afhjælper netbelastning uden samtidig at skulle give alle bygninger/tilsvarende enheder i elnettet samme</p>	<p>Midlet til at forsyningsselskaber kan levere høj service til konkurrencedygtige priser er, at de kan sende et prissignal til kunden gennem net-tariffer og tilslutningsvilkår. Flexibilitet skal belønnes, og mens det kan have lille økonomisk betydning for den enkelte kunde, så kan det som led i en aggregators samlede værditilbud være en konkurrenceparameter, der giver aggregator incitament til at reagere på prissignalet.</p>

<p>belønning. Dette "modul-element" omtaler iEnergi som "geografisk tarifiering"</p> <p>Det overordnede hensyn er, at Elnettariffen (EFL§73), varmetariffen (VFL§20), vand og gastariffer skal kunne udformes (eller §§ fortolkes), så de belønner de, der hjælper infrastrukturen uden at belønne alle i net-området. Når der er samtidighed i de forskellige infrastrukturers behov, vil der endvidere være tale om et gensidigt forstærket prissignal på tværs af forsyninger.</p>	<p>Dansk Energi og Energinet iværksatte i 2018 et arbejde om fremtidens elnettariffer, som iEnergi leverede bidrag til</p> <p>EFK-ministeriet har som led i Energiaftalen nedsat et elnettarifarbejde i 2019, der skal færdiggøres ved udgangen af 2019.</p> <p>Det er disse muligheder, der skal bruges til at få ændringer igennem, som kan understøtte, at der sendes et bedre prissignal til brugerne gennem elnettarifferne.</p> <p>Men arbejdet bør også omfatte andre forsyningsområder.</p> <p>Udformningen af dette prissignal skal afspejle de omkostninger, som kunden er kilde til i infrastrukturen. Intelligent Energis position uddybes i Dansk Energis og Energinets konsultationspapir (<a href="#">link til dette</a>).</p> <p>Regulering af betalingsvilkår inden for alle forsyningsgrene (el, varme, vand og gas) skal give forsyningselskaberne mulighed for at belønne den fleksible forbruger. Flexibiliteten kan på sin side leveres af andre forsyninger (el, vand, varme og gas), energiproducenter, industri, større bygninger (kommercielle og beboelse), transport eller af den individuelle prosumer. For så vidt angår prissignal er det således ikke kun elinfrastrukturen, der har behov for bedre muligheder for at fremme flexibiliteten via tariffer og tilslutningsvilkår.</p>
---	--

4.a. Markedsefterspørgsel hos TSO: Balancerings-tjenesternes produkt-design og -vilkår:	
Anbefaling	Motivation
<p>TSOens produkt-design og -vilkår skal ændres så de lever op til følgende kravspecifikationer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lavere budgrænser for regulerkraft (1MW),</li> <li>- kortere sammenhængende leveringsperioder,</li> <li>- kortere varighed for kontrakter svarende til kundens ret til at opsige el-leverance mv.</li> <li>- intet symmetrikrav</li> <li>- mulighed for at blande forbrug og produktionsbud</li> <li>- kun online målinger på porteføljen af homogene mindre enheder (er vist ok nu?)</li> <li>- generel gennemgang af kravspecifikationer så de ændres fra at tage udgangspunkt i produktion til at være neutral uanset produktion eller forbrug</li> </ul> <p>ENTSO-Es aktiviteter om harmonisering af EU's marked for balancerings-tjenester: MARI og PICASSO skal påvirkes sammen med Energinet, så de harmoniserede regler følger ovenstående ønsker til produkt-design og produktvilkår asap. Mens harmonisering afventes, bør Energinet muliggøre afprøvning af aktivering, der følger de kommende EU-rammer, herunder 1MW-grænsen.</p> <p>Der er <b>som led i Energifortalens element om Markedsmodel 3.0.</b> behov for at analysere de regler, der muliggør aktivering af forbrugsfleksibilitet fra bygninger, industri, rensningsanlæg mm i andre EU-markeder. Analysen skal tjene til at afdække, om vi i Danmark har opstillet særlige barrierer (i udbudsbetingelser og tekniske krav til de enheder, der leverer fleksibilitet. Eller om forskellene har</p>	<p>Fleksibilitetsprodukter efterspørges i dag af TSO'en og aggregeres af den balanceansvarlige ift. levering af balancerings-tjeneste og ift. andre dele af elmarkedet (spotmarkedet). Der sker generelt ikke forbrugsaktivering med mindre det er enheder på størrelse med elkedler.</p> <p>Efterspørgsel efter fleksibilitet fra TSO'erne skal videreudvikles, så markedet for balancerings-tjenester kan serviceres også af mindre enheder efterspørgselsfleksibilitet.</p> <p>Der er behov for, at Energinet (og EU's TSOer) redesigner og harmoniserer sine produkter, så de reelt kan imødekommes af efterspørgselsfleksibilitet også fra mindre enheder. ENTSO-E har igangsat de såkaldte MARI og PICASSO projekter. Det er besluttet at etablere en fælles EU-plattform for balancerings-ydelser. Dette vil harmonisere ydelsesdesignet.</p> <p>Energifortalens Markedsmodel 3.0.-arbejde skal have fokus på ovenstående arbejde og sikre, at de danske TSO-ydelser favner forbrugsfleksibilitet på lige vilkår med produktionsfleksibilitet, særligt at udbudsbetingelser og tekniske krav for balancerings-tjenester defineres, så de favner mindre enheder på lige vilkår med store enheder.</p> <p>Det bør endvidere muliggøres, at konkrete projekter, der kan realiseres under de kommende EU-regler allerede nu tillades af Energinet.</p>



<p>andre forklaringer, fx at fleksibilitetsværdien i det nordiske marked for balancerings-tjenester pga. vandkraft i Norge er lavere end i andre EU-lande.</p>	
<p><b>4.b. Markedsefterspørgsel hos DSO på sigt:</b></p>	
<p><b>Anbefaling</b></p>	<p><b>Motivation</b></p>
<p>Dansk Energi, Energinet, DSOer og balanceansvarlige har en test-case under udvikling (Lolland-casen, hvor Energinet afkobler vindproduktion). Resultaterne herfra følges nøjere:</p> <p><b>Markedsmodel 3.0.-arbejdet</b> skal indhente erfaringer med DSO-efterspørgselsfleksibilitet fra europæiske spillere. Disse skal analyseres i en dansk markeds-kontekst.</p> <p>Hvordan et fremtidigt marked faciliteres mest hensigtsmæssigt, bør tillige <b>analyseres som led i Markedsmodel 3.0.-arbejdet</b>. Der bør fx indhentes viden hos aggregatorer, der anvender markedsplatforme, så som NODES og EPEX-spot i tyske aktiviteter. Ligesom at USEFs arbejde kan inspirere. Erfaringer bør indhentes for at udvikle regler for et DSO-marked. Og for at afdække, hvordan det kan spille sammen med TSO'ens efterspørgsel.</p> <p>Med erfaringer fra det danske DREM-projekt skal det afdækkes, hvordan NODES og EPEX-Spot løser modstridende interesser mellem TSO og DSO i det lokale net. Spørgsmålet er, hvad der er den mest omkostningseffektive måde at løse såvel et balanceringsproblem som et trængselsproblem på i et sammenhængende fleksibilitetsmarked.</p>	<p>Fleksibilitetsprodukter efterspørges endnu ikke af DSO'erne. Men som beskrevet ovenfor vil der være et fremtidigt behov. Derfor skal markedet forberedes, således at fremrykning af investeringerne undgås, og elnetselskaberne i fremtiden efterspørger fleksibilitets-services for at undgå trængsel i elnettet.</p> <p>Selv om der først på sigt vil være behov for at udvikle handel med fleksibilitet i DSO-nettet, bør vi allerede nu orientere os i, hvordan disse udfordringer løses andre steder. Der henvises til casen fra fx Mitteldeutsche Netzgesellschaft, Entelios og NODES samt SINTEG-projektet Enera, som har EPEX-Spot som fleksibilitetsplatform.</p>