



Nye tariffer, nye muligheder og udfordringer

Er der en business case i at flytte energiforbrug og hvor skal man begynde?

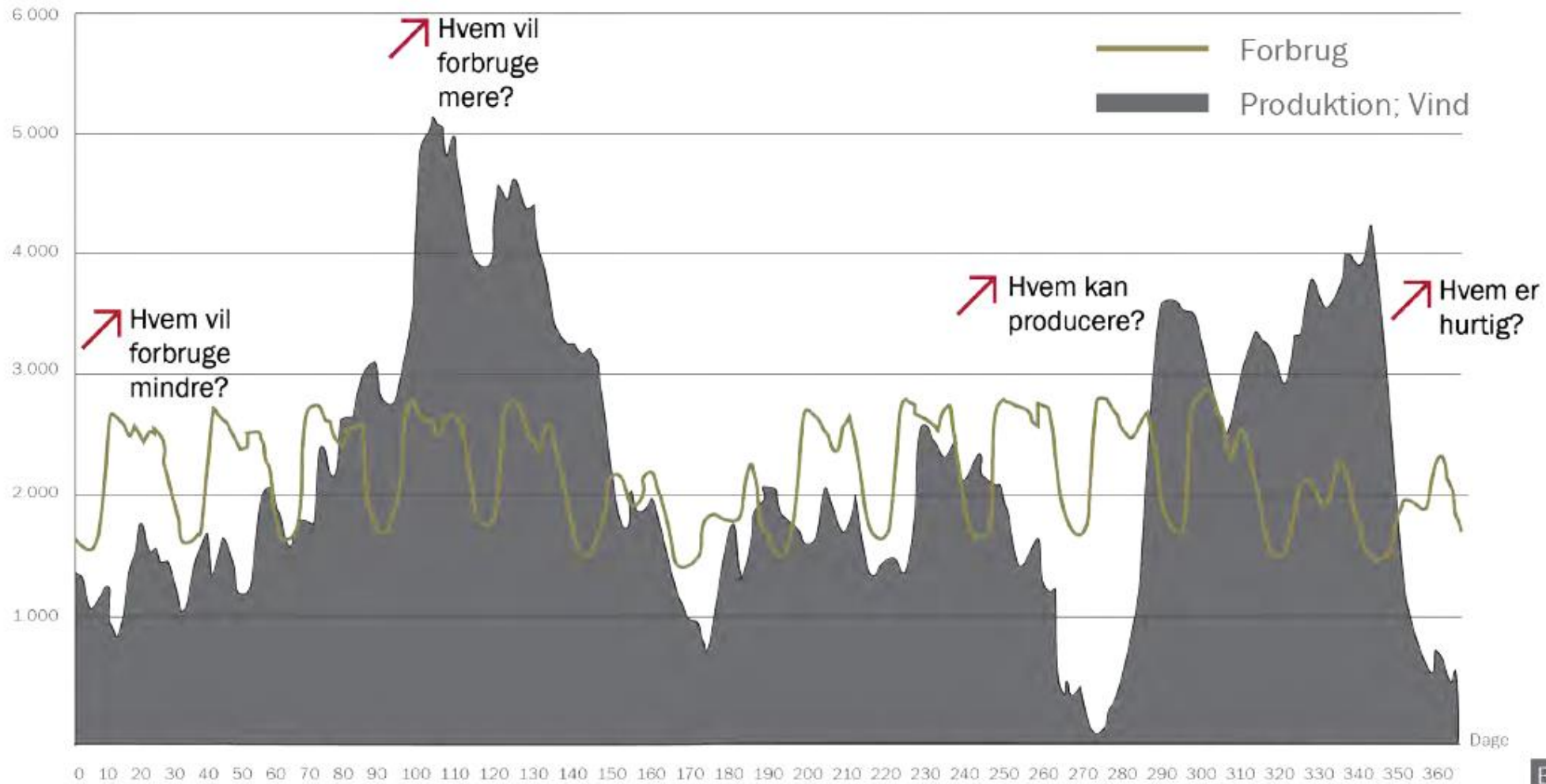
v/Helle Juhler-Verdoner, branchechef Intelligent Energi

Agenda

- 1. Overordnet om hvad vi mener med fleksibilitet?**
2. De største fleksibilitetsværdistrømme
 - I. Energibesparelse
 - II. Spotprisoptimering vs. Det virtuelle kraftværk
 - III. Elnet-tarif
 - IV. Systemydelse
3. Konklusion



Hvorfor taler vi om fleksibelt forbrug og virkemidler til at flytte forbruget?

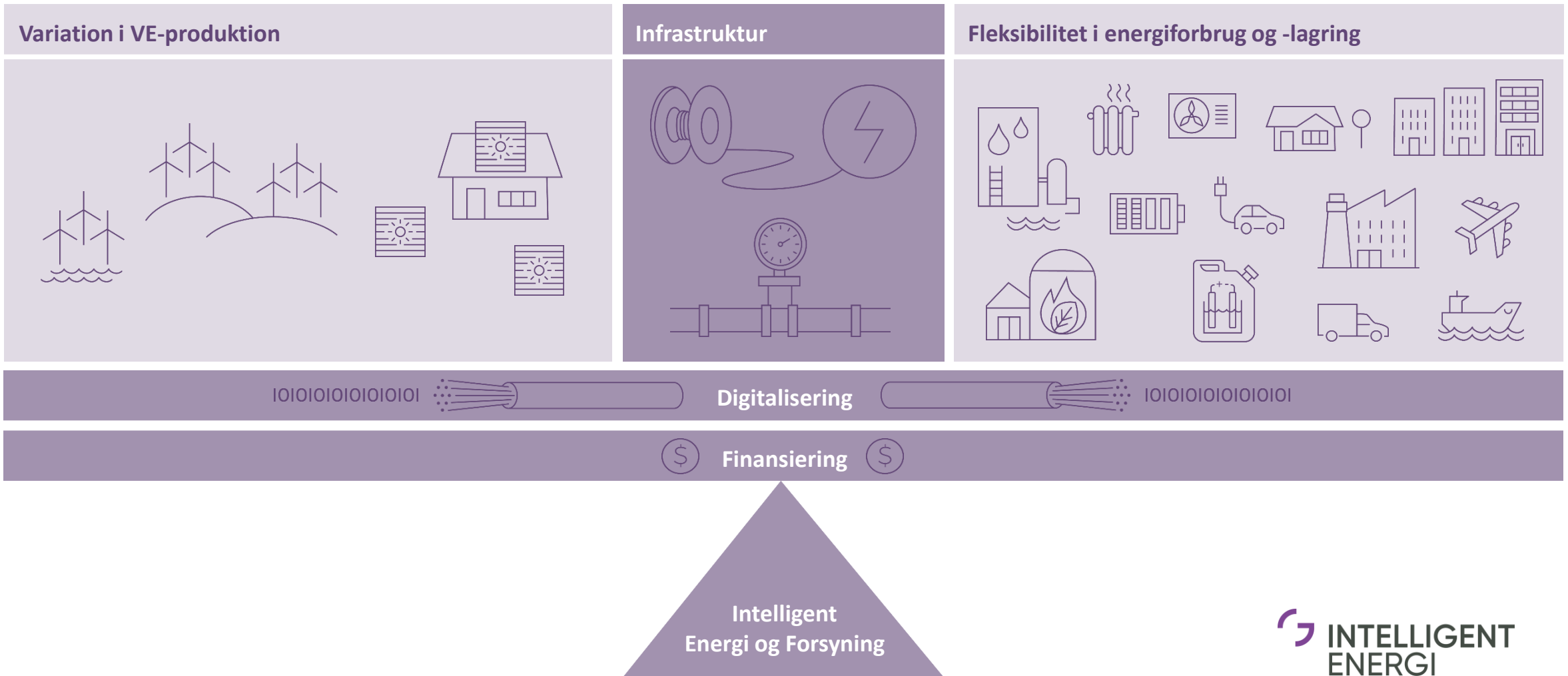


Energi Danmark

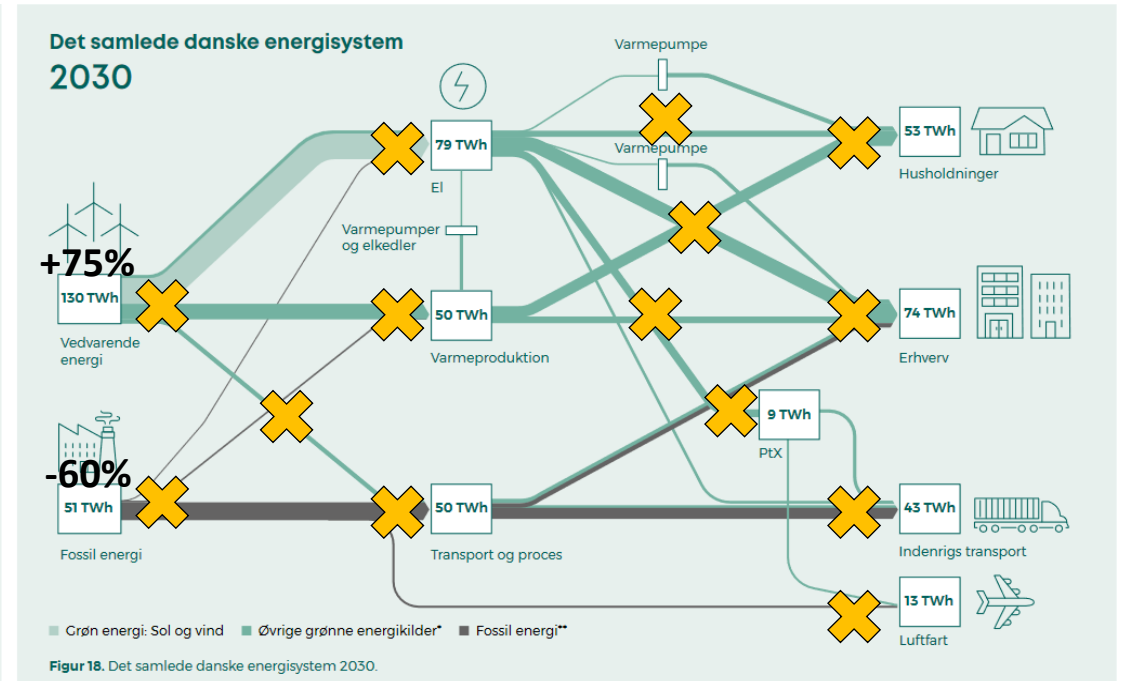
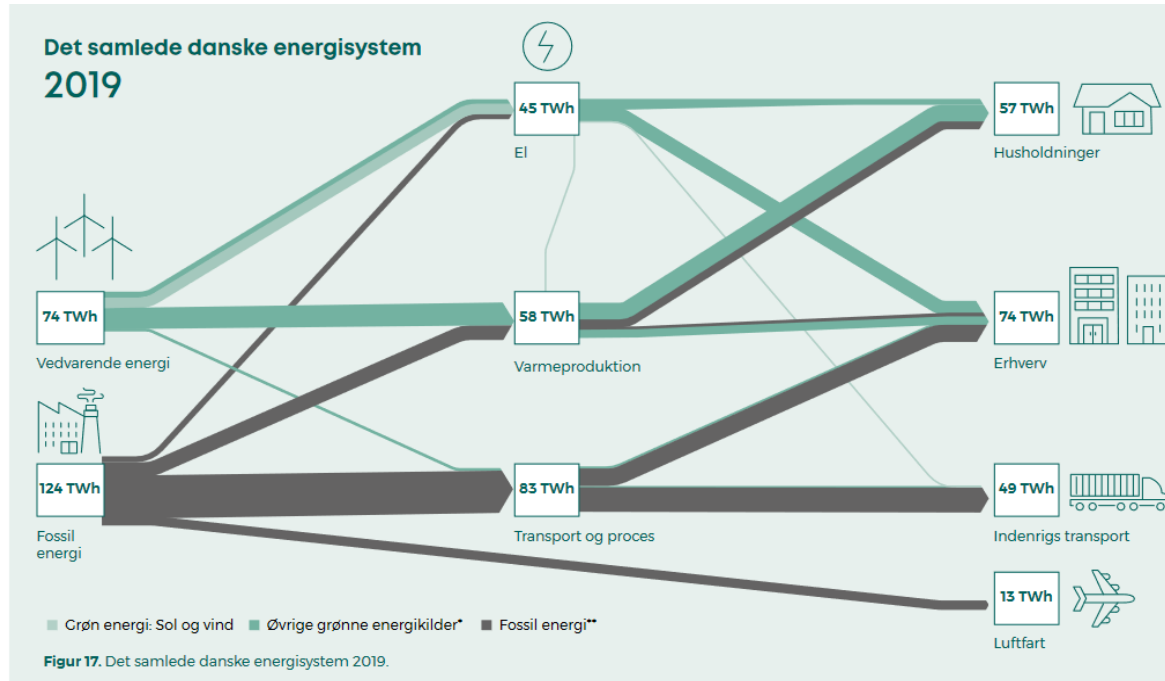
Teamwork, Timing & Trust

INTELLIGENT
ENERGI
EN DEL AF
GREEN POWER DENMARK

**Intelligent, aktivt samspil mellem forsyningsarter, sektorer og aktive kunder.
VE-produktion er ikke så fleksibelt som termisk energiproduktion!
Derfor skal VE anvendes i styrbart, fleksibelt forbrug og lagring!
Og det skal effektivt gennem infrastrukturene!**

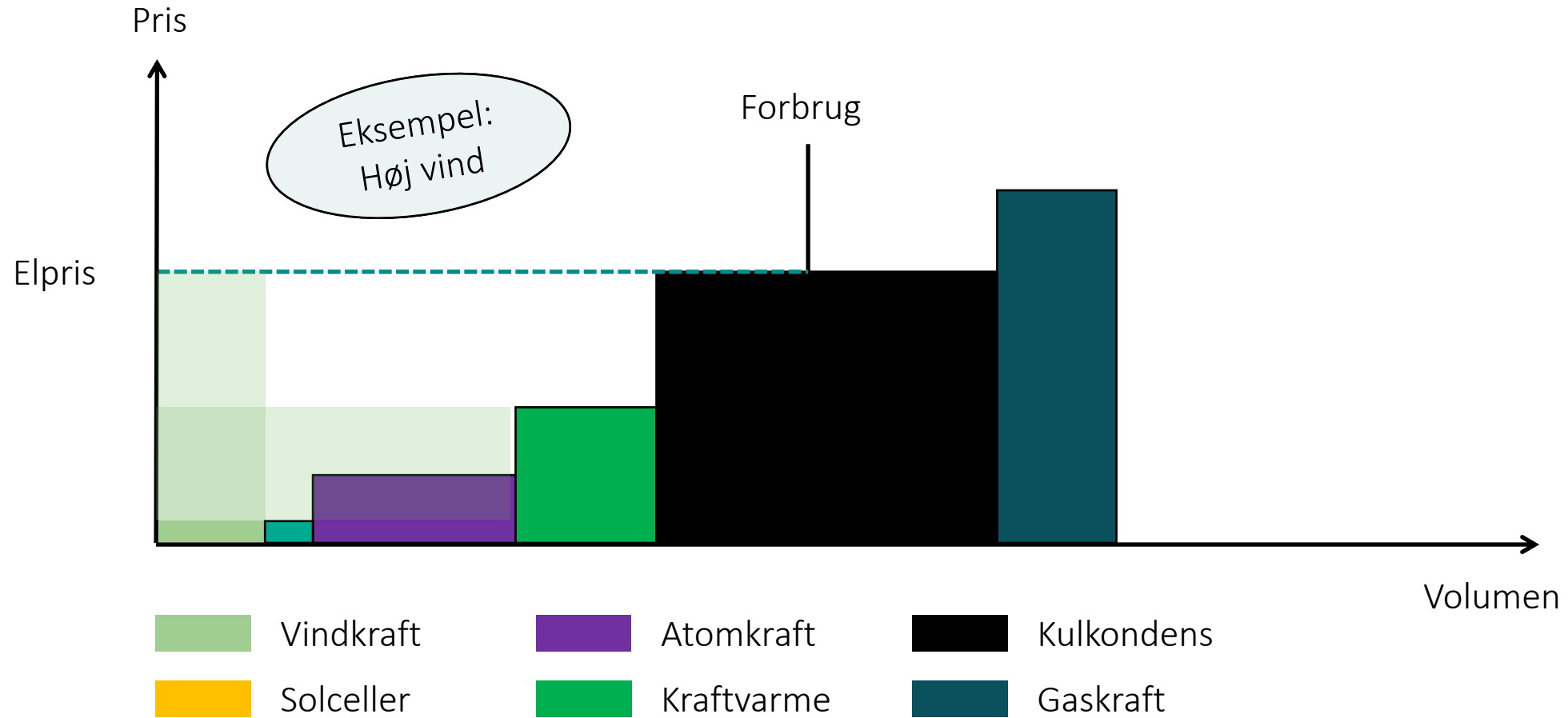


Energi- og forsyningsystemet nu og i 2030?



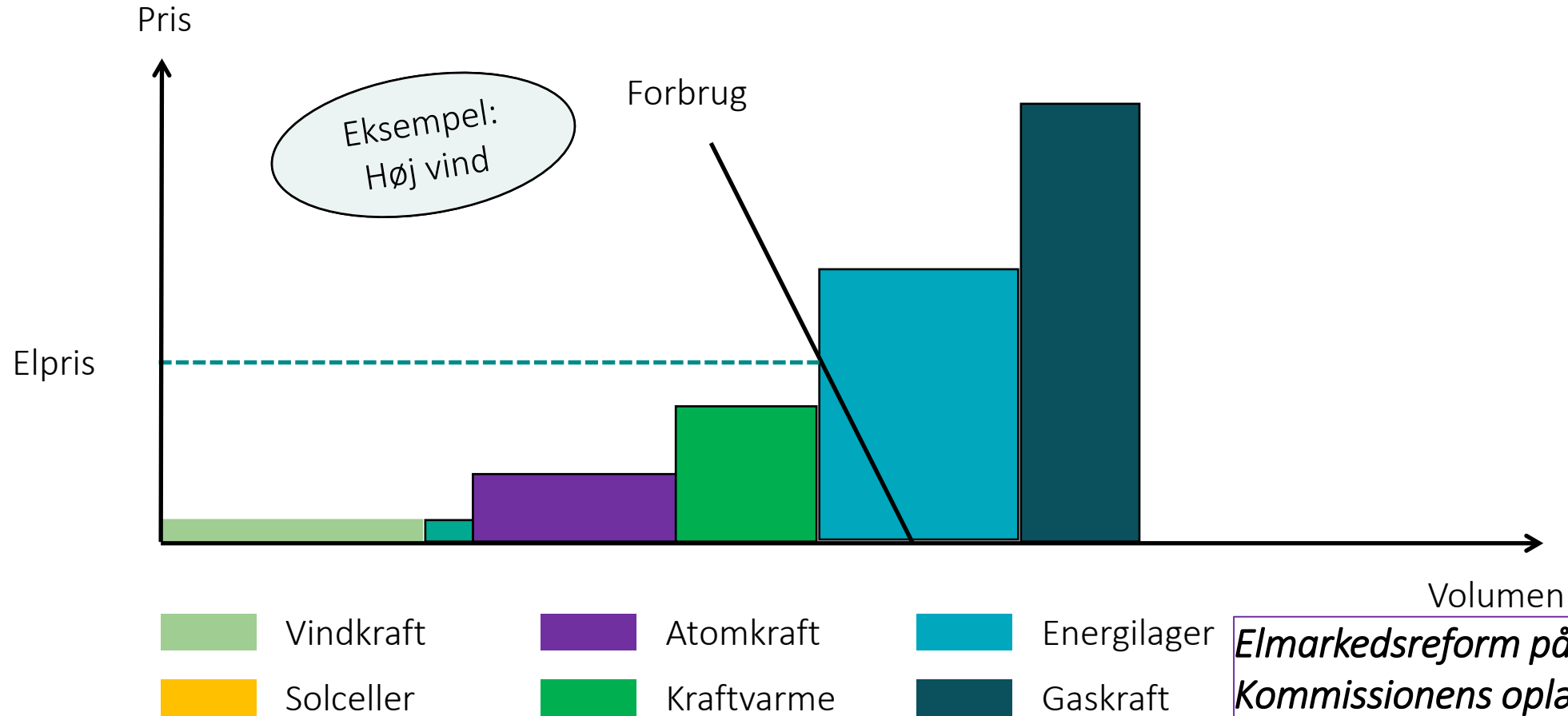
- Hvis vi skal nå i mål med en 70%-reduktion af CO₂-udledningen i 2030 og 100% klimaneutralitet i 2050 samtidigt med sikre et robust energisystem i balance, kræver det store forandringer af det samlede danske energi- og forsyningsystem.
- Effektiv sektorkobling, digital asset management, aktivering af fleksibilitet og fokus på intelligente, digitale kundeløsninger er nøglerne til at nå i mål i 2030 og på længere sigt.
- Dyb digitalisering skal optimere nuværende markedspladser og drive udviklingen af nye, digitale markedspladser og snitflader mellem forsyningselskaber og kunder i alle krydsfelter i energi- og forsyningssystemet.

Dyreste værk, der aktiveres i hver time, sætter elprisen for alle



Og om hvordan elmarkedet ventes at virke - i fremtiden!

Dyreste værk, der aktiveres i hver time, sætter elprisen for alle – men øget forbrugsfleksibilitet i vente



*Elmarkedsreform på vej!
Kommissionens oplæg betryggende!
Men sydeuropæiske stemmer kan
ende med at ændre
markedets prisdannelse!*



Hvilke aktiver anser vi for at være "mest" Fleksible / styrbare?

Termiske værker (KV-værker) og VE-produktion har leveret ønsket fleksibilitet!

Efterspørgselsfleksibilitet i DK fremmet med MM2.0.(2014) og MM3.0.(2020) under udvikling. EU's elmarkedsdirektiv (2020)

FORBRUGSAKTIVER OG SEKTORKOBLING:

- **El-kedler** i fjernvarmeproduktion har været "first-mover" ift. levering af systemydelse (ti års erfaring)
- **Store varmepumper / akkumuleringstanke i fjernvarmen** - i takt med elektrificering (HOFOR, Sdr Felding m.fl. – risiko ift. investering og indtjening)!
- **El-biler** har i EU-kontekst været first mover ift FCR blandt det nye el-forbrug (Nuvve og True Energy siden Clever)
- **Store bygninger** – dansk first mover initiativ med IBM-Andels' fleks platform og bedre Bygningsregulering (Schneider Electric, Siemens, ABB, Danfoss)
- **Små individuelle varmepumper** (projekt-niveau: Eco grid EU og Eco Grid 2.0) generelt optaget af varmeoptimering (SCOP), men med spotprisstigning og siden elnettariffer kan de nu respondere på prissignal med egne produkter eller smart grid box
- **Vandsektorens pumpeaktiviteter** (Blue Kolding, Biofos – vanskeligt pga. regulering)
- **Industri** – er stort i EU, og i sin vorden i Danmark (fx kølehuse – Energi Danmark og Nordic DOT – IBM-Andel fleks-platform)

Agenda

1. Overordnet om hvad vi mener med fleksibilitet?
- 2. De største fleksibilitetsværdistrømme**
 - I. **Energibesparelse**
 - II. **Spotprisoptimering vs. Det virtuelle kraftværk**
 - III. Elnet-tarif
 - IV. Systemydelse
3. Konklusion



Hvilke fleksibilitets-værdistrømme er størst?

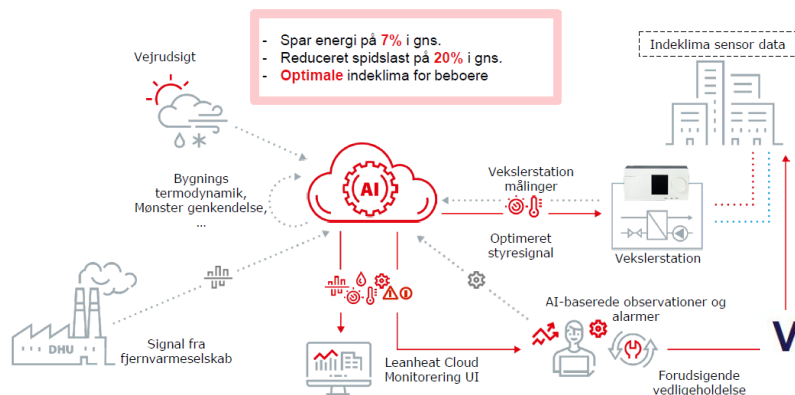
- Digital styring af aktivets energiforbrug fra start er afgørende

- **3.i Energibesparelsen** er typisk den største værdistrøm i forbrugsaktiver (5-20 pct. i kWh)
- **3.ii Spotpris-optimering** - i et stigende antal perioder ventes ekstrem-priser vs. **Virtuelt kraftværk (negativt forbrug)** når el-drevne volumener bydes ind day-ahead – før spotprisen dannes
- **3.iii Optimering ift. net-tariffer mm.:**
 - Tidsdifferentierede tariffer
 - Afbrydelighedsaftaler
 - Geografisk differentiering - tilslutningsbidrag
 - Effekttarifering
 - DSO-marked?
- **3.iv Systemydelse:**
 - aFRR
 - mFRR
 - FCR- D
 - FCR-N

3.i Styring og energibesparelse – eksempler 5-20% - selve elektrificeringen er ofte det største bidrag!

Leanheat® Building

AI er **selvlærende**, **automatiseret** og **forudsigelig** for optimal kontrol



DOT NORDIC,
NORDENS
STØRSTE
LEVERANDØR
AF
OVERFLADE-
BEHANDLING
AF STÅL



El/Danmark
8,2 GWh

Gas/Danmark
19 GWh
1,7 million m³

El/Wildbjerg
3,6 GWh

HVORFOR
PASSER
IBM FLEX
PLATFORM
GODT IND I
DET FOKUS
DOT NORDIC

- Bæredygtighed
- Aktiv part i Grøn omstilling
- Gas til el
- Energibesparelser og optimering
- Fleksibilitet i samspil med operation
- CO₂ besparelse
- Intelligent, vidensbaseret optimering

Vores konklusioner

9 | Danfoss Leanheat® Classified as Public ENGINEERING

Økonomisk potentiale ved optimeret styring

Varmepumpeinstallationer



Muligheder for mindre varmepumper	Afgørende parametre for fleksibilitet
<ul style="list-style-type: none"> Optimeret drift - 5-15 % Spotpriser og variable tariffer - 5-7 % (2020 elpriser) - 10-15 % m. PV Specielle elmarkeder (bl.a. regulerkraft) - Yderligere 5 % - Kræver typisk puljstyring Ydelser til netselskab - 5 %, afhængig af lokale behov - Løsninger testes 	<ul style="list-style-type: none"> ↑ Akkumuleringstank ↑ Varmvandstank ↑ Frekvensstyret varmepumpe ↑ Jordvarme contra luft/vand ↑ Bygningens varmekapacitet ↑ Bygningens tidskonstant ↓ VP dimensionerende temperatur ↓ Stramme komfortkrav i huset ↓ Begrænsende termostater ↑ Gulvvarme

• Fremfor at for at regne med et besparelspotentiale på 30% ved renovering af bygninger skal der kun regnes med ca. 15%

• Yderligere tiltag, fx kommunikation og smart styring kan hæve dette op til ca. 20%

• Yderligere besparelser kan opnås ved at arbejde med *sufficiency*, i sammenhæng med *efficiency*



Case kølekompressorer DK2

DK2 regulering		Kapacitetsbetaling mFRR DK2	
1 Mwh	Frys	Opregulering	Pris højere eller lig med
År	mdr	Sum OP DK2 kr.	Sum OP DK2 timer
2021 Feb		- kr.	0
2021 Mar		- kr.	0
2021 Apr		- kr.	0
2021 Maj		- kr.	0
2021 Jun		5.305,84 kr.	3
2021 Jul		3.988,28 kr.	2
2021 Aug			0
2021 Sep		1.150,35 kr.	1
2021 Okt		25.704,89 kr.	19
2021 Nov		40.361,04 kr.	34
2021 Dec		32.668,48 kr.	62
2022 Jan		18.222,03 kr.	14
			2.500 kr.
			SUM mFRR_UpP riceDKK
			40.320,00 kr.
			87.189,66 kr.
			249.155,37 kr.
			285.303,48 kr.
			117.073,05 kr.
			44.640,00 kr.
			46.160,00 kr.
			43.200,00 kr.
			100.510,68 kr.
			43.240,00 kr.
			43.816,00 kr.
			35.940,00 kr.

I DK1 er der mindre kapacitetsbetaling, men tilsvarende stigning i indtjening for opregulering

Dertil ca 5-10 % energibesparelse

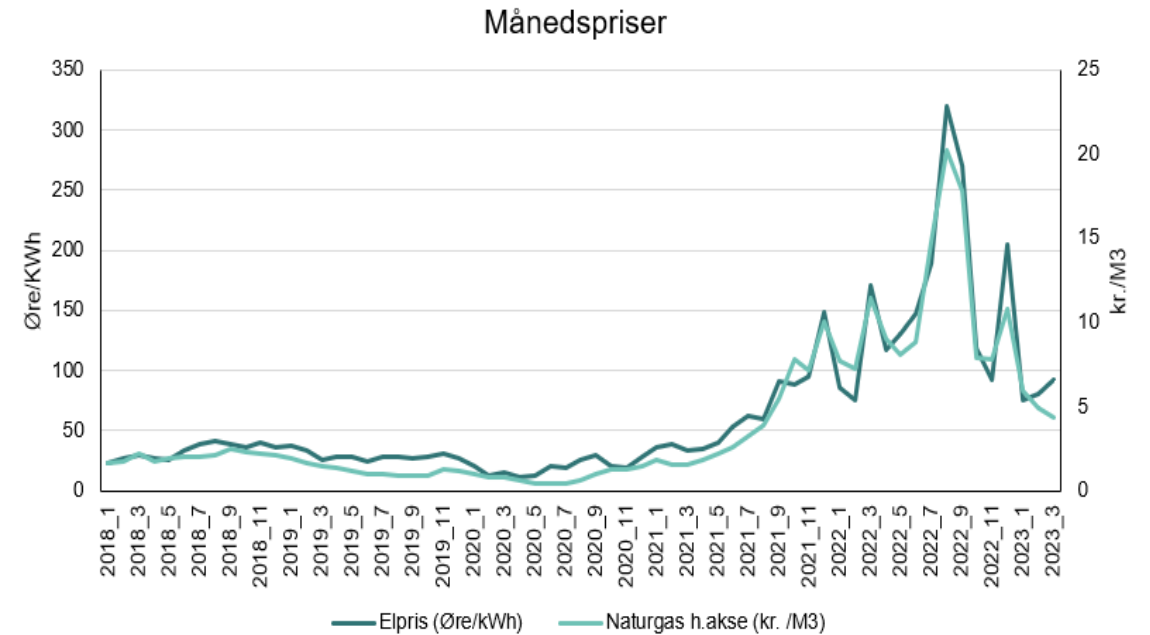
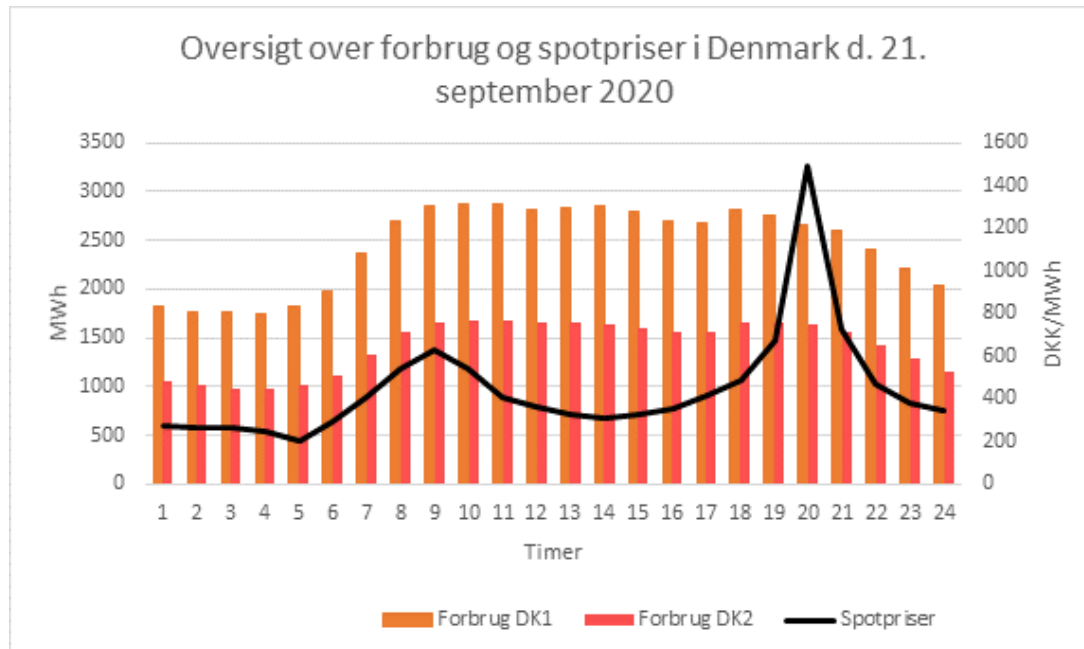


Forfattere: K Gram-Hanssen, Jensen, Anders Rhiger Hanse Trota; Katinka Johansen

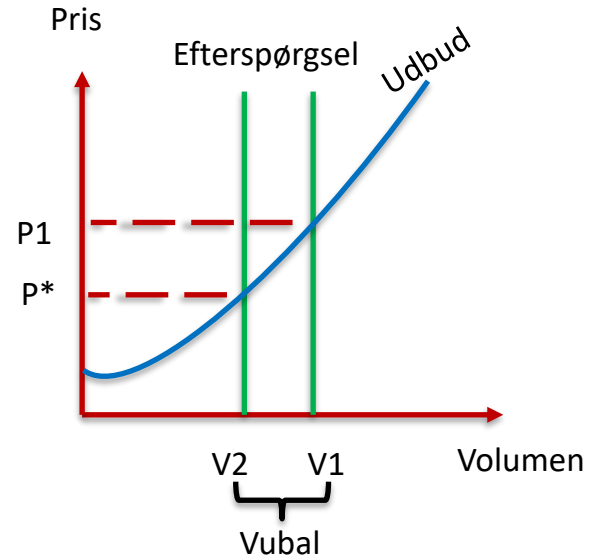
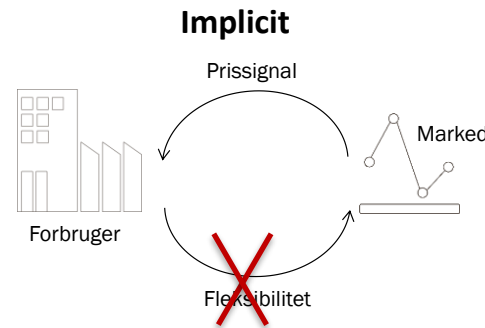
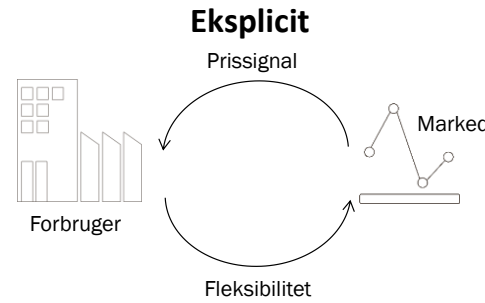
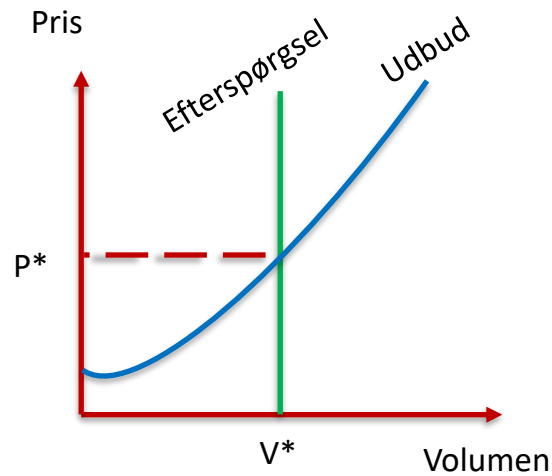


3.ii Styring og spotprisoptimering pga. store prisudsving i fremtiden!

- stort prisudsving i sept. 2021 pga. planlagt vedligehold og uventet kabelbrud til N
- voldsomme priser i aug.-sept. 2022
- I beg. af 2023 lavere – men fortsat højt niveau



3.ii Det virtuelle kraftværk: Eksplicit og implicit forbrugsfleksibilitet



Eksplicit DR

- I day-ahead markedet (spot) dannes prisen for det efterfølgende døgn
- Der dannes 24 timer ud fra krydset, hvor udbud møder efterspørgsel
- Alle afvigelser herfra er ubalancer
- Demand Response skal indgå i prisdannelsen i hvert marked

Implicit DR

- Spot priserne til næste døgn dannes ved P1 med Volumet, V1
- Hvis der reageres på bagkant af priserne, ved fx at nedsætte forbrug til V2, laver man en systemubalance på: $V_{ubal} = V1 - V2$
- Man opnår/sparrer en pris på P1, men ved rigtig prisdannelse, ville prisen være P*

Agenda

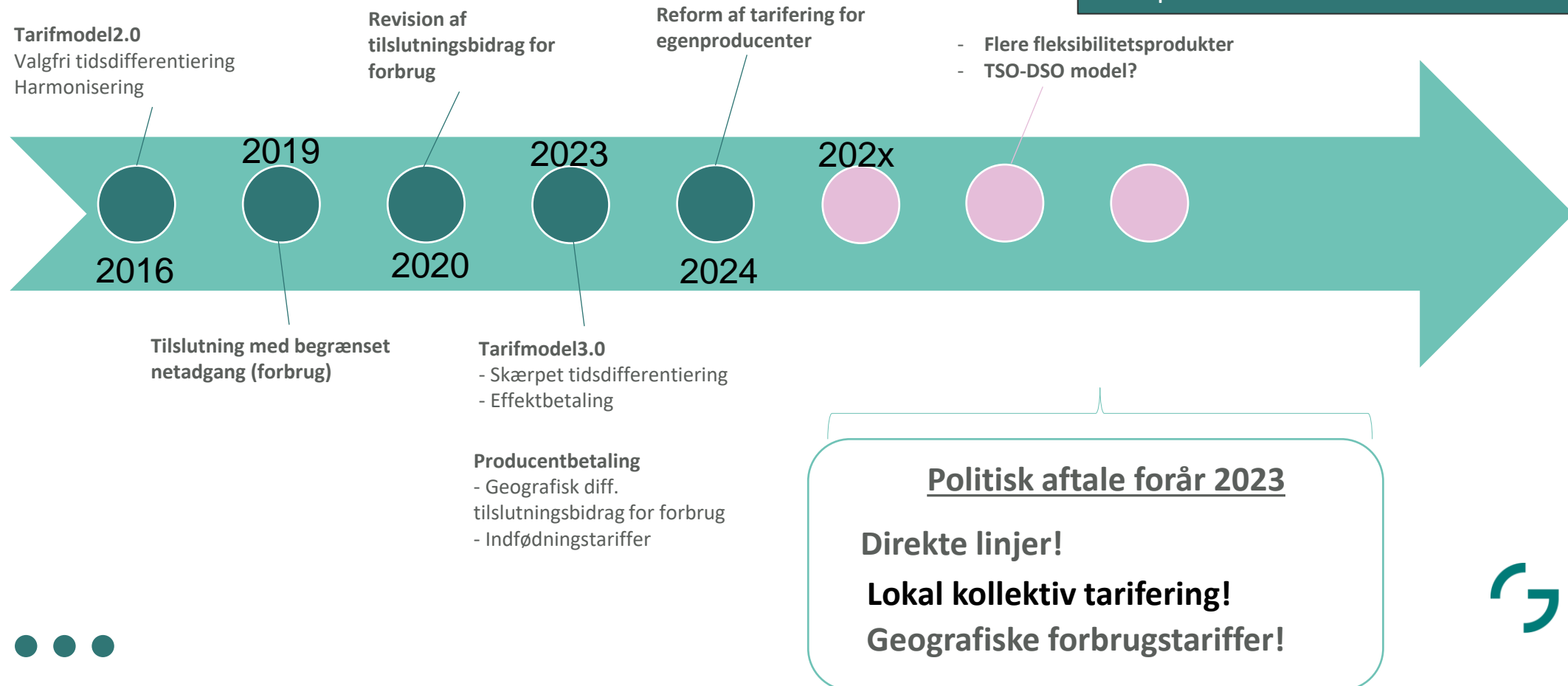
1. Overordnet om hvad vi mener med fleksibilitet?
2. De største fleksibilitetsværdistrømme
 - I. Energibesparelse
 - II. Spotprisoptimering vs. Det virtuelle kraftværk
 - III. Elnet-tarif**
 - IV. Systemydelse
3. Konklusion



3.iii Optimering ift. Tarifmodel 3.0. – en længere rejse!

Prissignalet er netselskabers hovedredskab til at påvirke adfærd i elnettet

Målet er en prissætning, der er omkostningsægte og som understøtter en samfundsøkonomisk effektiv anvendelse og udvikling af transportinfrastrukturen



Generelle konsekvenser af Tarifmodel 3.0.

- **Tarifmodellen** i sig selv og pr. kundegruppe, fx C-kunder, er **provenu-neutral**. Netselskaberne har en indtægtsramme for hvad de kan opkræve, og de opkræver det samme pr. kundegruppe.
- Den enkelte kundes betaling afhænger af forbrugsmønsteret, og tarifmodel 3.0 belønner fleksible forbrugere i langt højere grad end hidtil.
- En husholdning vil i gennemsnit betale **ca. 6 kr. mere inkl. MOMS** pr. mdr. som følge af skiftet til tarifmodel 3.0, hvis intet forbrug flyttes.
- Ved de nuværende tarif-niveauer er **prisforskellen mellem kl. 17-21 og dagtimerne ca. 1 kr. pr. kWh**. Ved at flytte få kWh til billigere intervaller kan de 6 kr. fjernes.



Udformning af styrkede tidstariffer i tarifmodel3.0

Time	C-kunder		Lastzoner
	Vinter	Sommer	
0-1	●	●	● Lavlast ● Højlast sommer ● Højlast vinter ● Spidslast sommer ● Spidslast vinter
1-2	●	●	
2-3	●	●	
3-4	●	●	
4-5	●	●	
5-6	●	●	
6-7	●	●	
7-8	●	●	
8-9	●	●	
9-10	●	●	
10-11	●	●	
11-12	●	●	
12-13	●	●	
13-14	●	●	
14-15	●	●	
15-16	●	●	
16-17	●	●	
17-18	●	●	
18-19	●	●	
19-20	●	●	
20-21	●	●	
21-22	●	●	
22-23	●	●	
23-24	●	●	

Time	A- og B-kunder				Lastzoner
	Hverdage	Weekender & helligdage	Hverdage	Weekender & helligdage	
	Sommer	Sommer	Vinter	Vinter	
0-1	●	●	●	●	● Lavlast ● Højlast ● Spidslast
1-2	●	●	●	●	
2-3	●	●	●	●	
3-4	●	●	●	●	
4-5	●	●	●	●	
5-6	●	●	●	●	
6-7	●	●	●	●	
7-8	●	●	●	●	
8-9	●	●	●	●	
9-10	●	●	●	●	
10-11	●	●	●	●	
11-12	●	●	●	●	
12-13	●	●	●	●	
13-14	●	●	●	●	
14-15	●	●	●	●	
15-16	●	●	●	●	
16-17	●	●	●	●	
17-18	●	●	●	●	
18-19	●	●	●	●	
19-20	●	●	●	●	
20-21	●	●	●	●	
21-22	●	●	●	●	
22-23	●	●	●	●	
23-24	●	●	●	●	

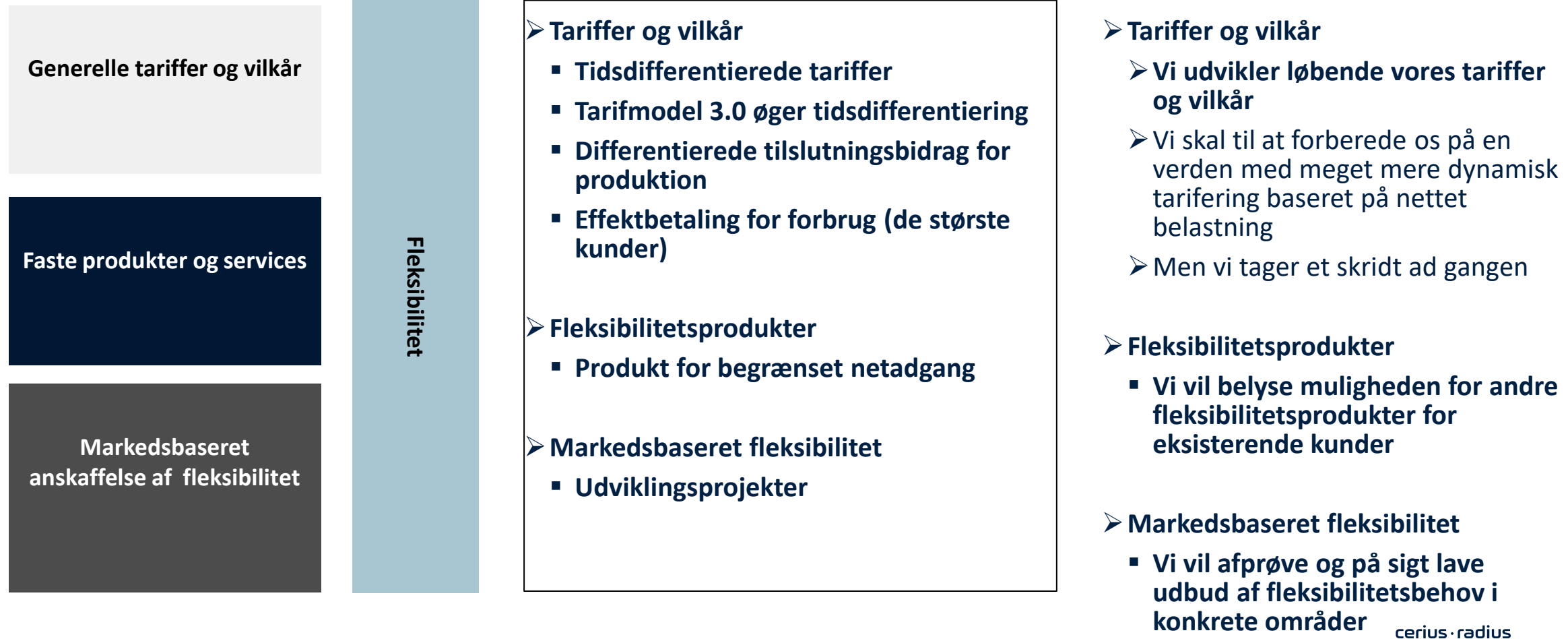
- Ingen ændring i samlet provenu. Samlet set beskedne fordelingseffekter.
- Kunder med forbrug koncentreret i kogespidsen vil opleve en mindre tarifstigning.
- Kunder med stor andel af forbruget udenfor kogespidsen vil opleve en mindre reduktion af deres betaling, da de belaste nettet mindre.

Status – Hvem har indført tarifmodel3.0, og hvornår følger resten efter?

- Netudvalget har vedtaget, at alle netselskaber arbejder for at få tarifmodel3.0 indført i løbet af 2023
- Pr. 1. januar 2023 indførte de følgende 4 netselskaber tarifmodel3.0: Cerius, Radius, Vores Elnet samt TRE-FOR. (Godt halvdelen af kundemassen)
- Pr. 1. april 2023 implementeres tarifmodel 3.0 af Konstant, Dinel og et par mindre netselskaber



Fleksibilitet skal give bedre udnyttelse af elnettet – men være i tråd med kundernes ønsker



Adgang til samlingen af elnet-tariffer findes på Energidataservice hos Energinet

Api interface:

- <https://api.energidataservice.dk/index.html>

Dataset:

- <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/DatahubPricelist>

API guide/dokumentation:

- <https://www.energidataservice.dk/guides/api-guides>



Konsekvenser af Tarifmodel 3.0 – eks. Cerius

Fra 1. januar yderligere tidsdifferentiering med lave priser om natten og højere pris mellem 17:00 – 21:00

HVORFOR NY TARIFMODEL?



Den nye tarifmodel understøtter elektrificeringen og er mere omkostningsægte, fordi en mere fintmasket tidsdifferentiering bedre afspejler de perioder, hvor vores elnet er hårdest belastet...



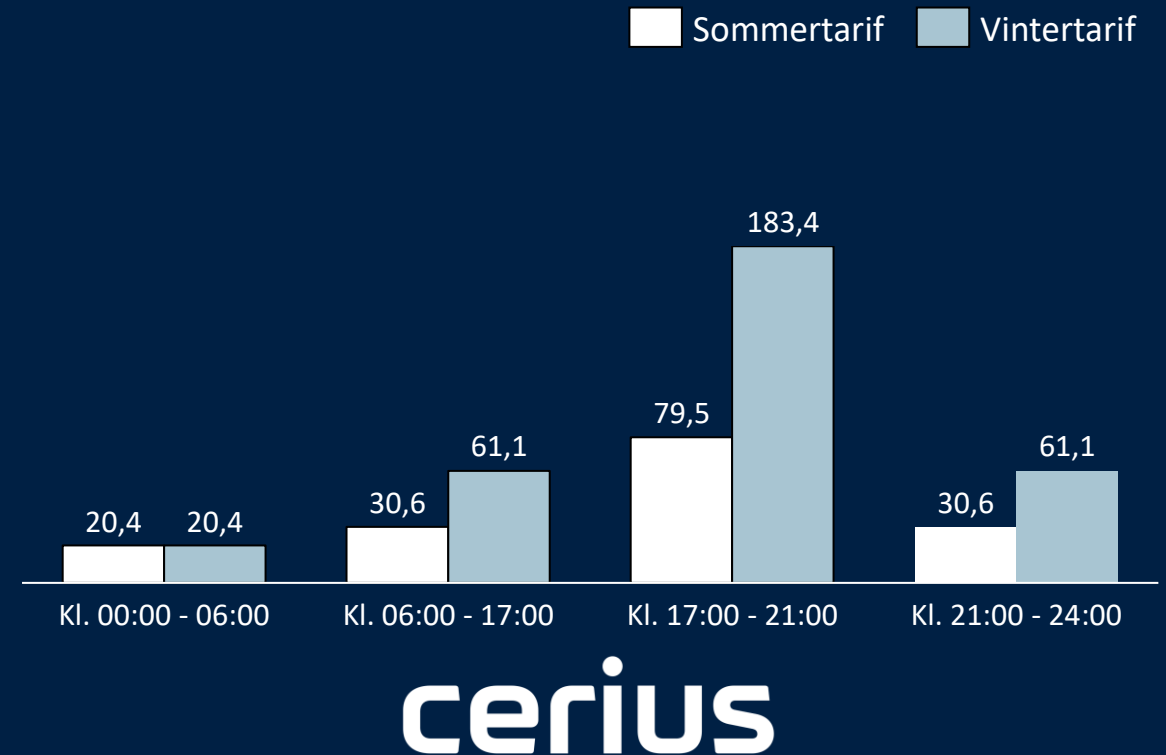
... og skal give kunderne incitament til at placere elforbrug til fx elbiler til perioder med mere ledig kapacitet i elnettet...



... for derved at minimere spidsbelastning i el-nettet og dermed mindske behovet for at udbygge nettet, hvilket vil være den samlet billigste løsning for os alle

HVAD BETYDER DET KONKRET FOR CERIUS* NETKUNDER?

Øre / kWh



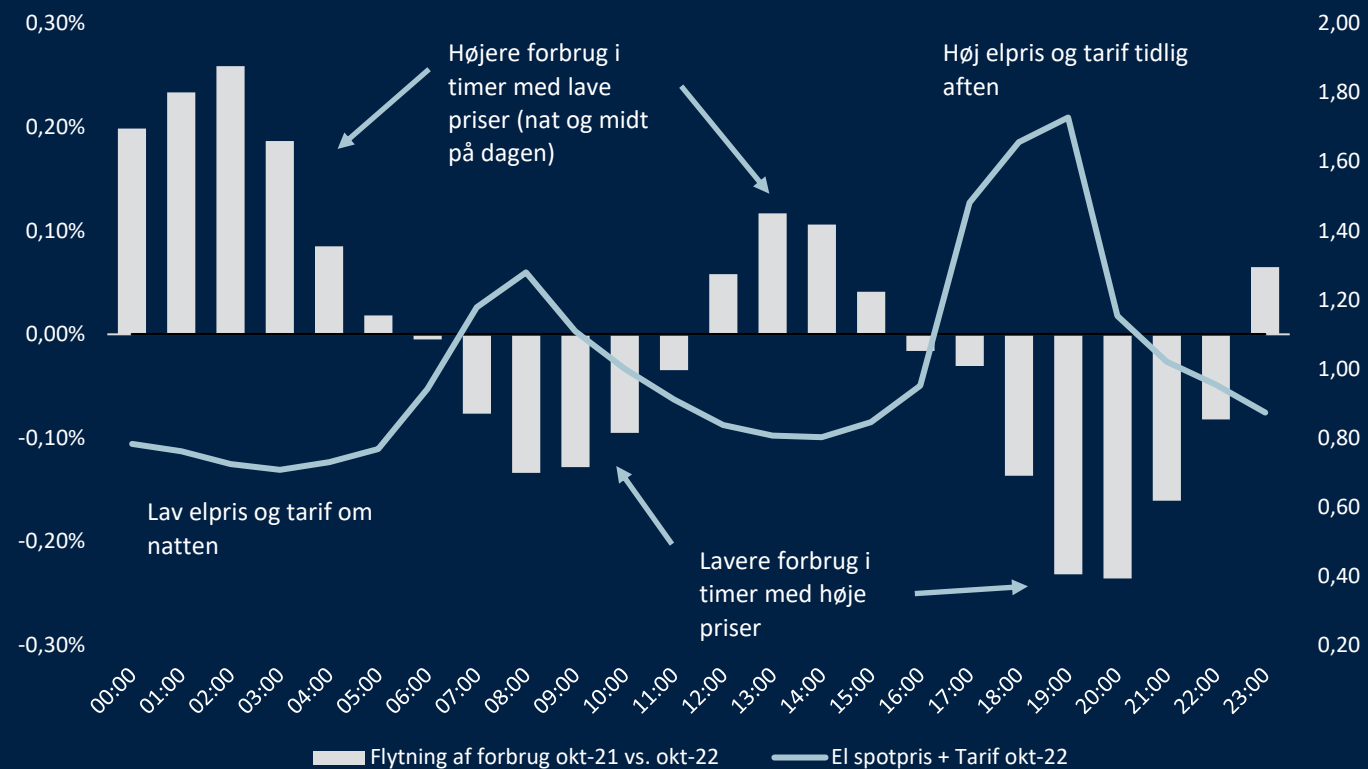
* Og tilsvarende prisdifferentiering hen over døgnet findes også i Radius

Kunderne reagerer på priserne

Oktober 2022 sammenlignet med oktober 2021

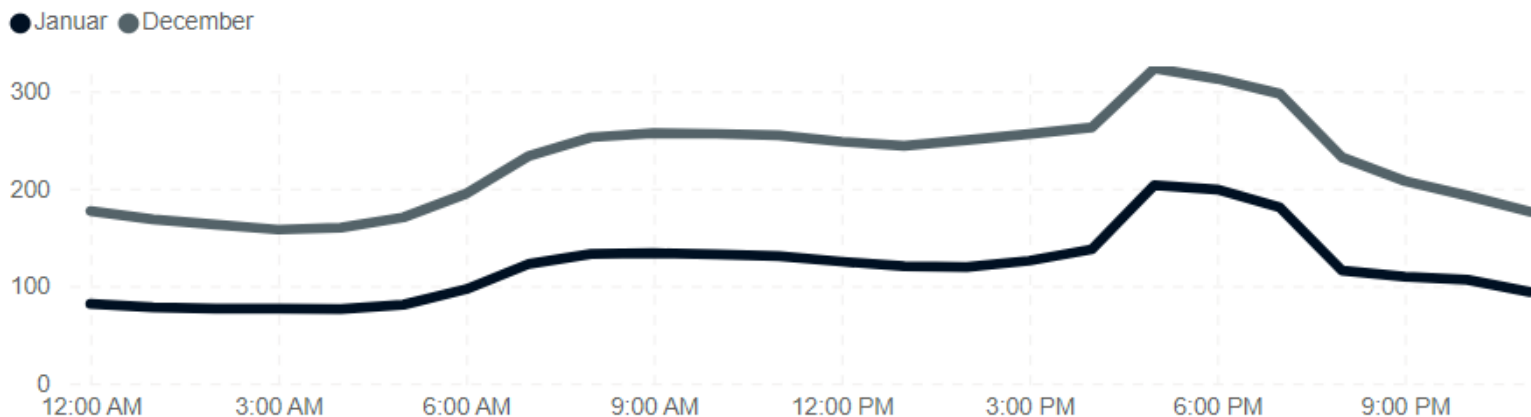
Kunderne har sparet på strømmen. I oktober brugte husholdnings-kunderne i Cerius 20% og i Radius 15% mindre strøm end i oktober 2021

Kunderne har også flyttet elforbrug: Figuren viser, at en del af forbruget er flyttet til timer med lav elpris og tarif (typisk nattetimer) og væk fra timer med en høj pris (typisk sidst på dagen og tidlig aften)

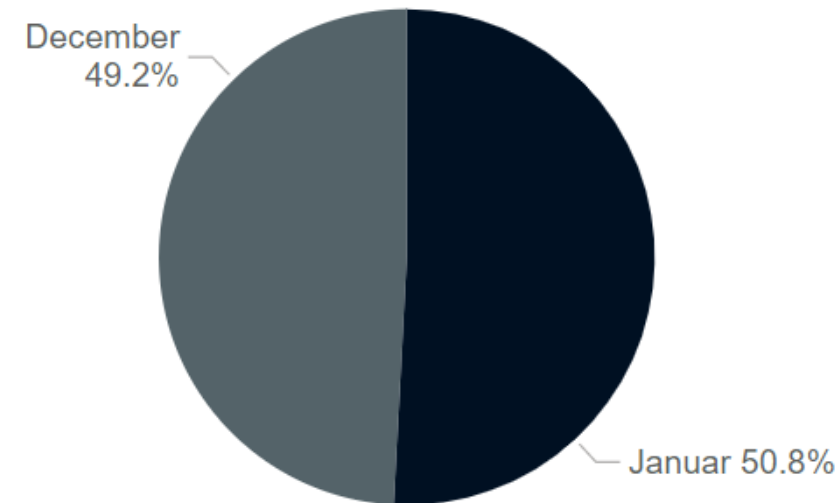


Opladning og pris sammenhæng

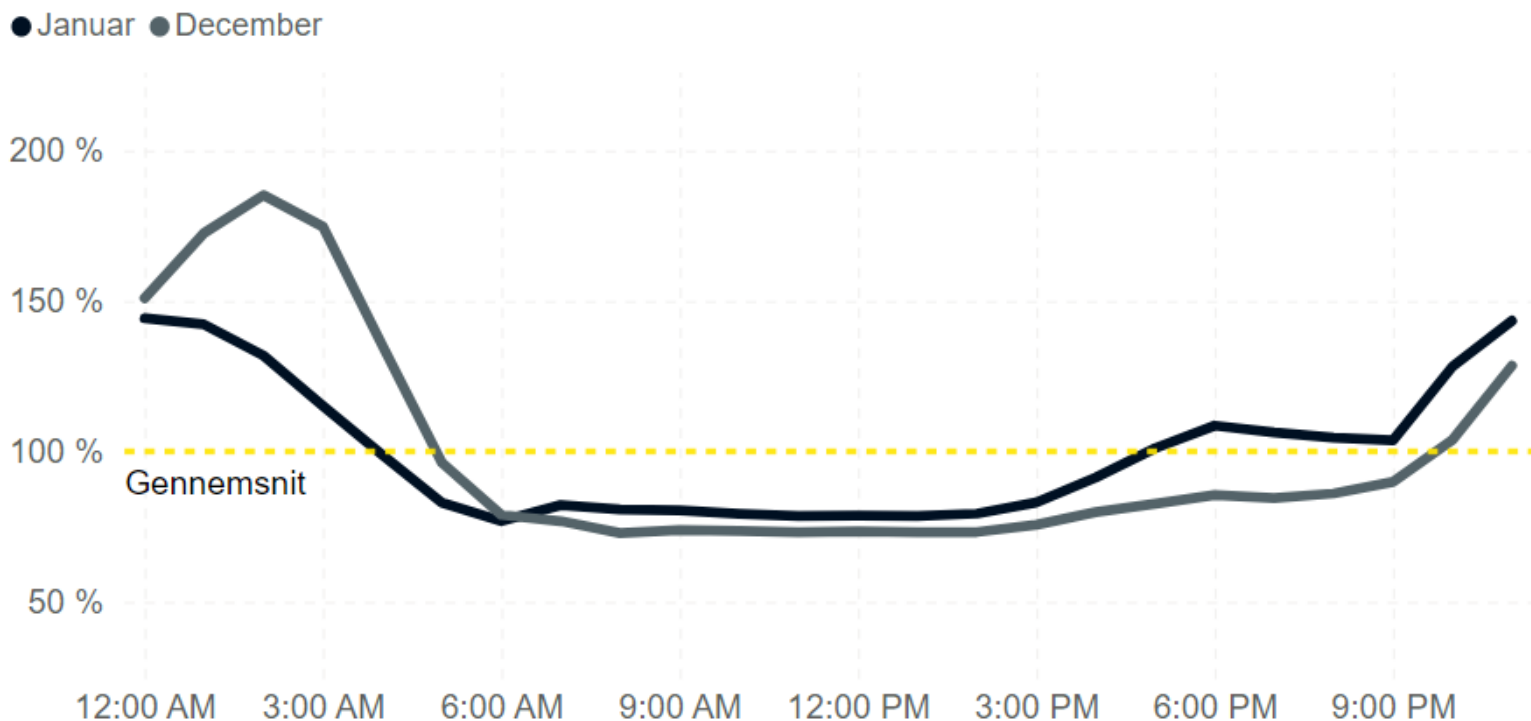
Dagsprofil for pris (tarif + spot)



Årsforbrug per måned



Dagsprofil for elbilsopladning



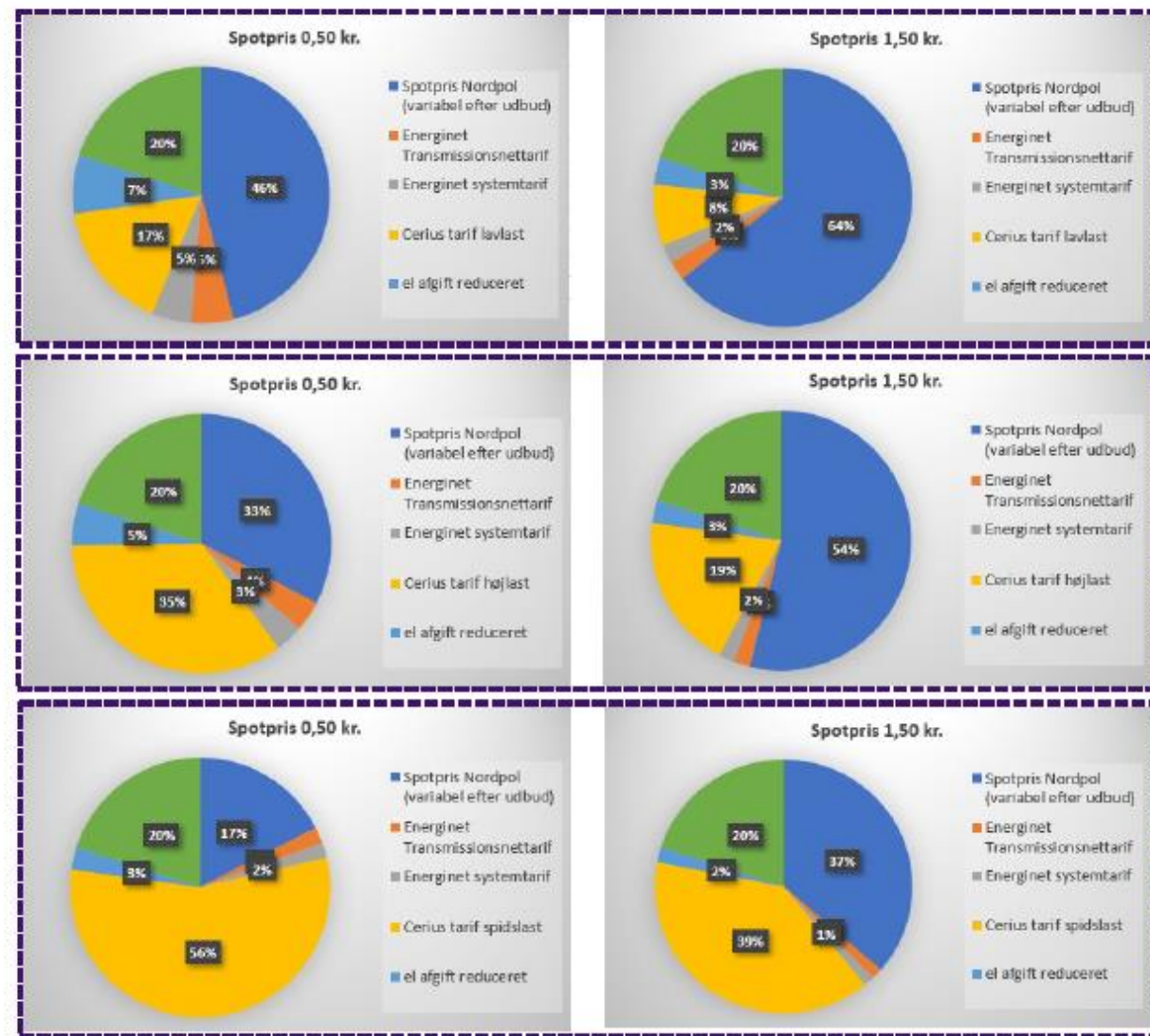
Januar	Maj	September
Februar	Juni	Oktober
Marts	Juli	November
April	August	December
Hverdag		Weekend

Elspotpris og tarifregulering

Elpris 2023 med tarif 3.0

- ▶ Som det ses af den forrige graf skaber Cerius tarif 3.0 relativt store elpris-fluktuationer med en stabil elspotpris i forhold til Cerius tarif 2.0 i 2022.
- ▶ Det må forventes, at elspotprisen fortsat vil have en fluktuation, som i kombination med tarif 3.0 vil skabe mulighed for endnu større prisudsving på elektriciteten.
- ▶ I graferne her til højre vises indflydelsen på tarif 3.0 i procent ved spotpris 0,50 og 1,50 kr. i de 3 tidsperioder (vinter)

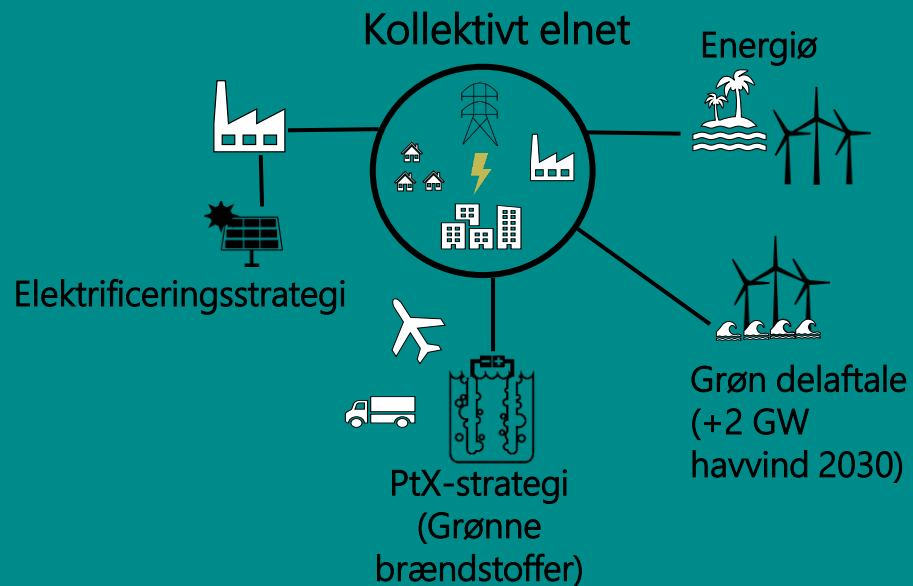
	Spotpris 0,50 kr.	Spotpris 1,50 kr.
Cerius lavlast vinter (00:00-06:00)	1,09 kr.	2,34 kr.
Cerius højlast vinter (06:00-14:00 / 21:00 – 24:00)	1,53 kr.	2,78 kr.
Cerius spidslast vinter (17:00-21:00)	2,87 kr.	4,12 kr.



DER ER MERE PÅ VEJ....

KOMMENDE ÆNDRINGER (ELFORSYNINGSLOV-FREMSÆTTELSE FORÅR 2023) OG FORTSAT TILPASNING AF TARIFMODEL 3.0. IFT. STORE BRUGERE OG EFKEKTARIF

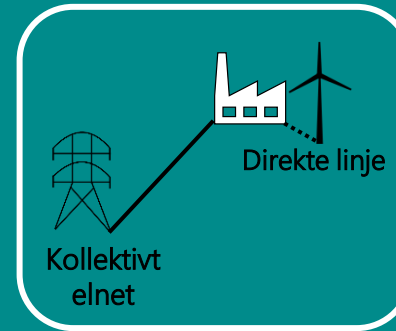
Grøn omstilling Sætter strøm til Danmark



Samplacering af forbrug og produktion (tre tiltag) understøtter en omkostningseffekt grøn omstilling

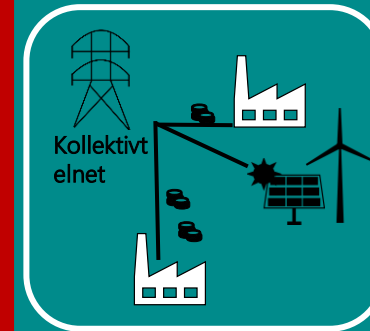
Samplacering "bag" det kollektive elnet

1 Direkte linjer

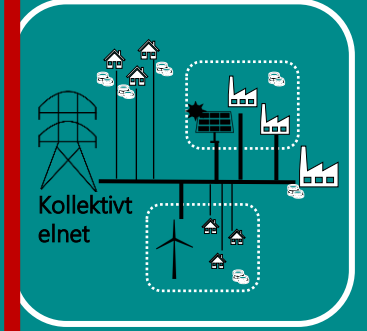


Samplacering via det kollektive elnet

2 Geografisk differentierede forbrugstariffer



3 Lokal kollektiv tarifiering



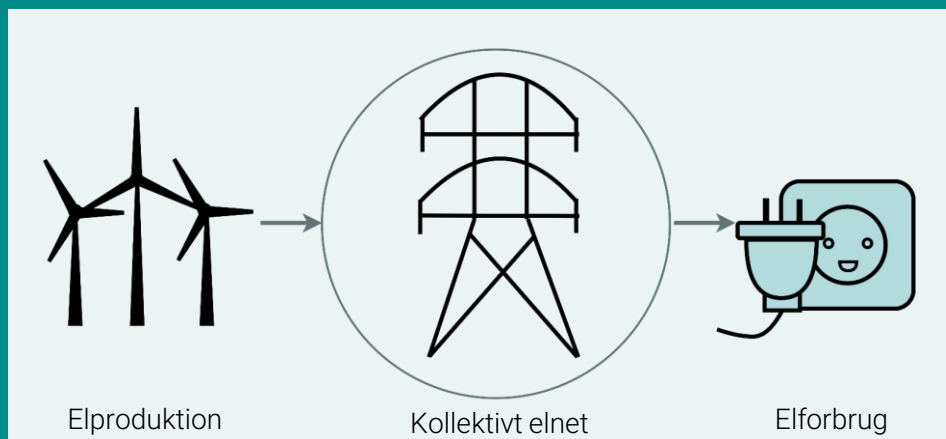
Kilde: Energistyrelsens rapport *Analyse af geografisk differentierede forbrugstariffer og direkte linjer* (december 2021)

GEOGRAFISK DIFFERENTIEREDE FORBRUGSTARIFFER

HVAD ER DET?

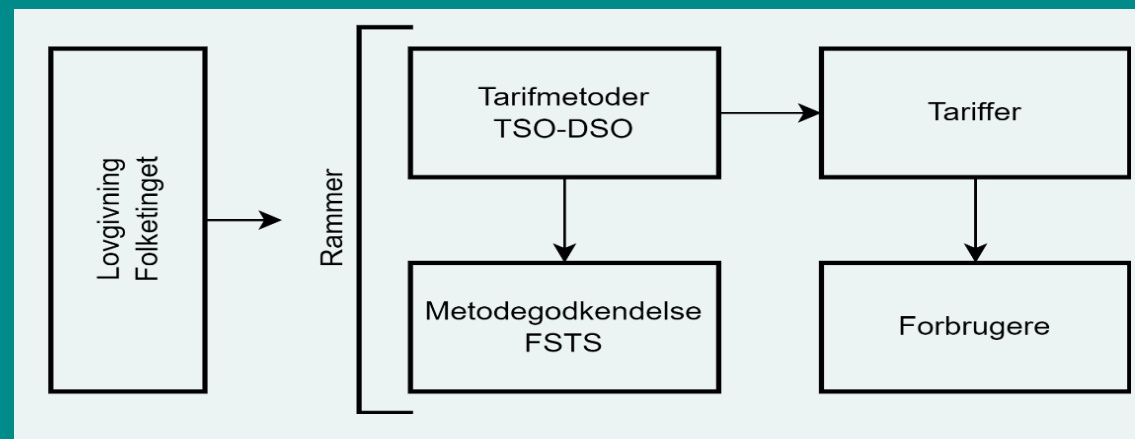
Hvad er forbrugstariffer?

- Energinet og netvirksomhederne opkræver forbrugstariffer af elforbrugerne for deres brug af elnettet
- Forbrugstarifferne dækker omkostningerne for det elnet, der transporterer strømmen til forbrugerne



Hvordan udvikles de?

- Energinet og netvirksomhederne udvikler tarifmetoderne
- Forsyningstilsynet godkender tarifmetoderne ud fra kriterier om omkostningsæghed, rimelighed, objektivitet, ikke-diskrimination og gennemsigtighed



SYSTEMTARIF – NY OPKRÆVNINGSMODEL

Forslag om to ændringer metodeanmeldt i juni 2022:

- **Indførelse af abonnementslement**
180 kr./år pr. forbrugsmålepunkt -> nuværende energitarif reduceres med ca. 25-30%.
- **Indførelse af ny køberkategori for store elforbrugere**
Forbrug over 100 GWh/år opkræves 10 % af den fortsat gældende energitarif.

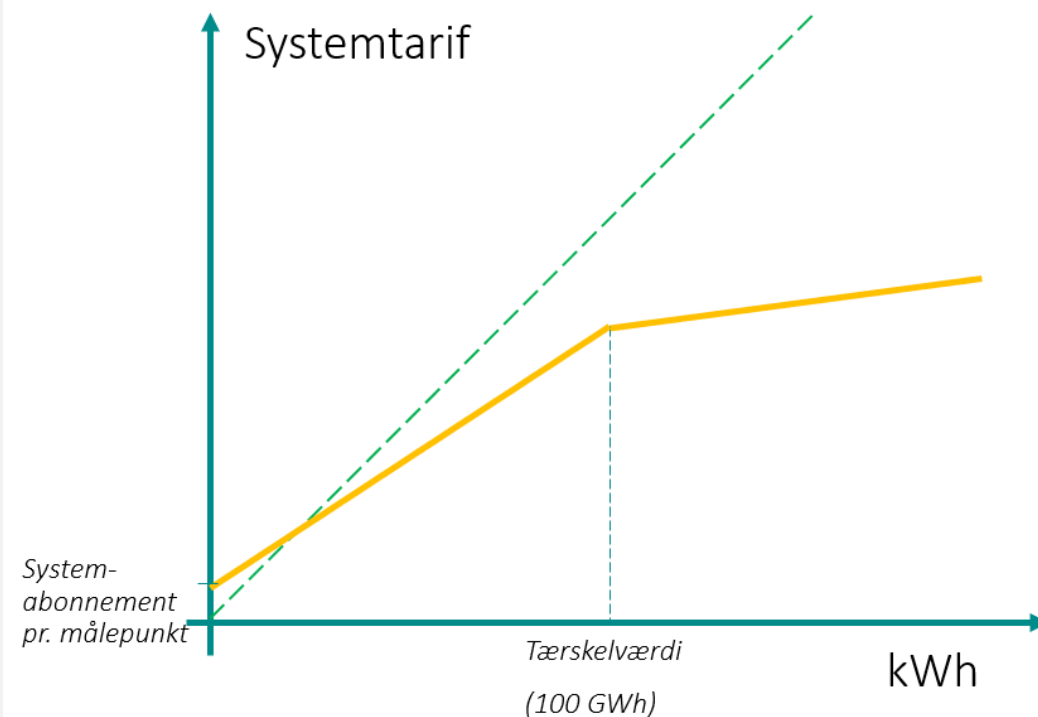
Rationale for ændringer:

- Mere omkostningsægte tarif
- Tarif må ikke modvirke grøn omstilling

Næste skridt:

- Forsyningstilsynets høring
- Energinet implementering fra 1. januar 2024

Systemabonnement – ens for alle
Volumenbetaling med skråt loft.



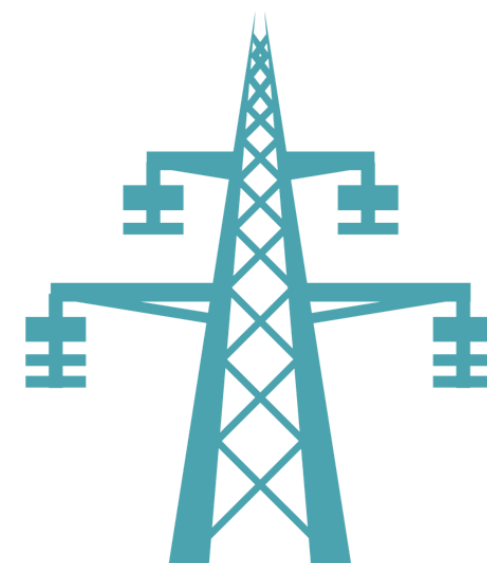
--- Nuv. systemtarif – ren volumentarif

— Systemtarif med målepunktsabonnement og med skråt loft så den maksimale belastning begrænses for store kunder



TO NYE ANALYSER

Partierne bag **Klimaaftalen om grøn strøm og varme 2022** af 25. juni 2022 er enige om, at sikre en optimeret udnyttelse af elnettet, jf. side 9 i klimaaftalen. Ifølge klimaaftalen skal der derfor igangsættes et ”*analysearbejde vedrørende fremme af fleksibilitetsmarked, fleksible nettilslutningsvilkår og netprodukter (afrapporteres i 2024), samt indsats for hurtigere implementering af tarifmodeller (afrapporteres i 2023) og analyse af tariffer til fremme af fleksibilitet (afrapporteres i 2024)*”.



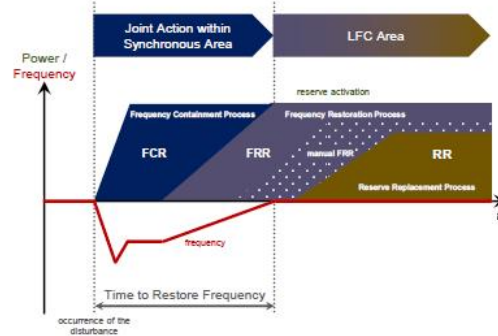
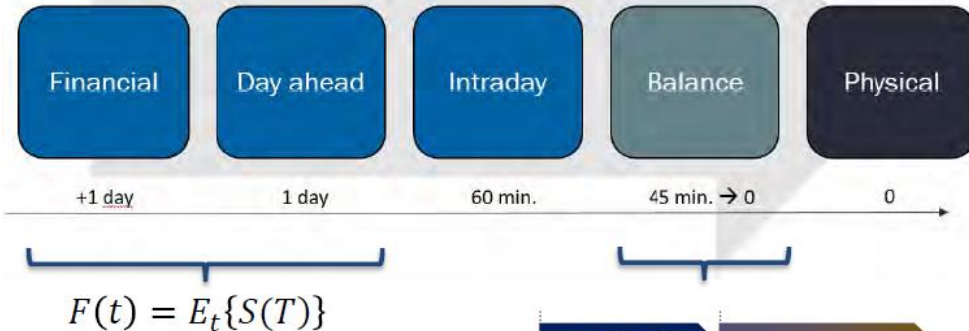
Agenda

1. Overordnet om hvad vi mener med fleksibilitet?
2. De største fleksibilitetsværdistrømme
 - I. Energibesparelse
 - II. Spotprisoptimering vs. Det virtuelle kraftværk
 - III. Elnet-tarif
 - IV. Systemydelse**
3. Konklusion



3.iV Optimering og aggregering ift. system-ydelser

Flow i elsystemet



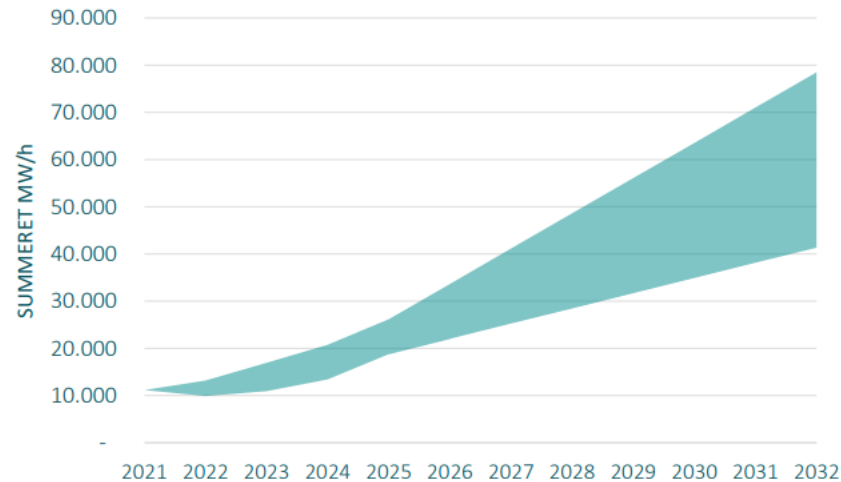
NØGLETAL FOR ÅRET 2022

Produkt	Indkøbt i antal timer	DK-levering Gns. MW	Gns. pris kr/MW/h	Årsbetaling for 1 MW (kr)
mFRR (DK1) – dag	8760	297	11	92.750
mFRR (DK2) – dag	8760	257	149	1.309.508
mFRR (DK2) – måned	8760	346	96	842.956
aFRR symmetrisk (DK1)	5328	100	1.091	5.814.000
aFRR opregulering (DK2)	480	0	708	339.723
aFRR nedregulering (DK2)	480	4	535	256.949
FCR symmetrisk (DK1)	8760	1	991	8.680.004
FCR-N symmetrisk (DK2)	8760	5	483	4.232.274
FCR-D opregulering (DK2)	8760	21	470	4.119.712
FCR-D nedregulering (DK2)	3240	24	331	1.072.545
FFR-opregulering (DK1)	1534	6	2.412	3.700.194

Hvad er behovet for systemydelse

FIGUR 10

FFR DK2 PROGNOSISERET KAPACITETSBEHOV



HVORDAN HAR VI REGNET?

Modelresultater på timeniveau for 2025 og 2030 er anvendt til at estimere elproduktionen i det nordiske synkronområde. Baseret på elproduktionen beregnes systeminertien, hvilket leder til et nordisk FFR-behov.

Det nordiske FFR-behov fordeles blandt budområderne gennem fordelingsnøgler, som baserer sig på forventet forbrug og produktion. Fordelingsnøglen for DK2 fremskrives derfor også sammen med FFR-behovet. Der er anvendt lineær fremskrivning mellem beregningsårene.

Det er sikkert, at behovet for systemydelse er stigende.

Men det er vanskeligt at sige:

- Hvor stor behovet hos Energinet er i de forskellige systemydelsesmarkeder?

Energinet har i sin nye scenarierapport forsøgt at komme det lidt nærmere:

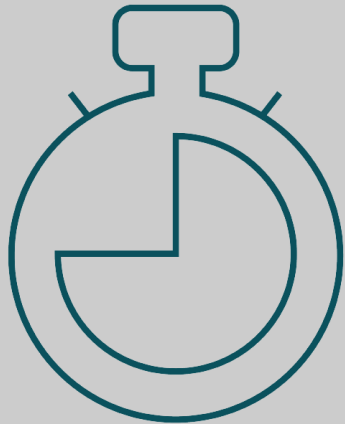
<file:///C:/Users/hjv/Downloads/scenarierapport-2022-2032.pdf>

- Hvor høj prisen er?
- Hvor stor konkurrencen vil være fra forskellige fleksible aktiver

Balanceringskrav er forretningsmuligheder

RESPONSTID

How quickly the unit is able to turn up or down its consumption or production?



+

LEVERINGS- PERIODE

How long should the unit be able to provide the service?



+

VOLUMEN

How much can the unit deliver during the period?



=

FORRETNINGS- MULIGHED



Agenda

1. Overordnet om hvad vi mener med fleksibilitet?
2. De største fleksibilitetsværdistrømme
 - I. Energibesparelse
 - II. Spotprisoptimering vs. Det virtuelle kraftværk
 - III. Elnet-tarif
 - IV. Systemydelse
- 3. Konklusion**



Det handler om summen af værdistrømme!

- Afhængigt af tid og sted skal der optimeres

- **3.i Energibesparelsen** er typisk den største værdistrøm i forbrugsaktiver (5-20 pct. i kWh)
- **3.ii Spotpris-optimering** - i et stigende antal perioder ventes ekstrem-priser vs. **Virtuelt kraftværk (negativt forbrug)** når el-drevne volumener bydes ind day-ahead – før spotprisen dannes
- **3.iii Optimering ift. net-tariffer mm.:**
 - Tidsdifferentierede tariffer
 - Afbrydelighedsaftaler
 - Geografisk differentiering - tilslutningsbidrag
 - Effekttarifering
 - DSO-marked?
- **3.iv Systemydelse:**
 - aFRR
 - mFRR
 - FCR- D
 - FCR-N

Intelligent Energis to hovedmål frem mod 2024

#1 FRA SILO TIL SAMARBEJDE PÅ TVÆRS

- Samspil mellem forsyningsarter (el, varme, gas og vand), industri, transport og bygninger
- Digitalisering fundament for systemintegration
- Demonstration i stor skala

#2 FRA PASSIVE TIL AKTIVE KUNDER

- Attraktivt for kunden som aktiv partner at bidrage til 70% målsætning
- Digitalisering fundament for kommerciel service
- Elektrificering øger volumen i datadreven forretning

Klimamål: 70% CO2-reduktion i 2030 til lavest mulige omkostninger

Dansk indsats med globalt afsætningsperspektiv

Fem anbefalinger til at sætte turbo på den grønne omstilling

01

Spildevand skal ikke spildes! Vand- og spildevandssektoren skal have økonomisk incitament til sektorkobling

03

Lad elnetselskaberne fremtidssikre elnettet!

05

Støtte til innovation af energisystem-design

02

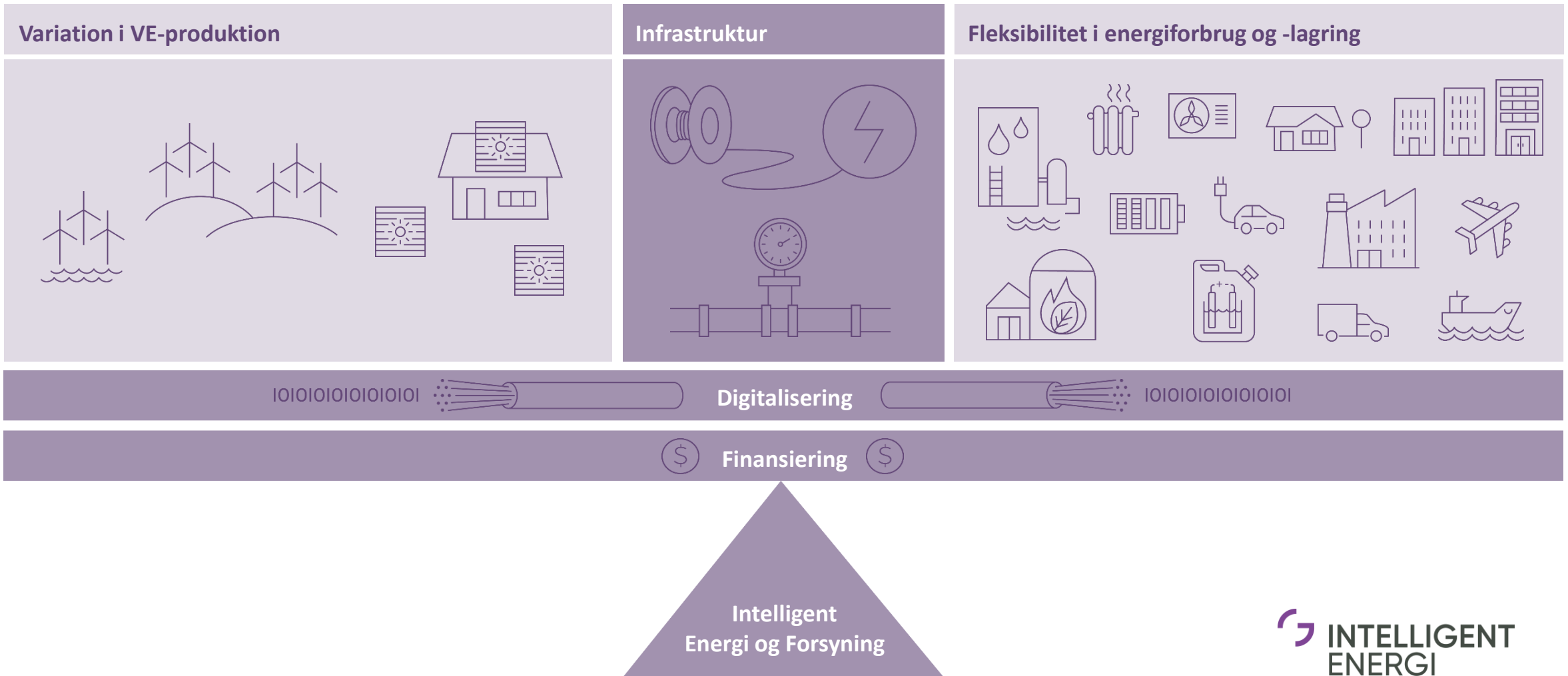
Fjernvarmeværkerne skal elektrificeres og tjene på at være fleksible elforbrugere

04

Tilskynd digitale og styrbare løsninger, der bruger vedvarende energi

Vi slutter hvor vi begyndte:

iEnergi strategi: Intelligent, aktivt samspil mellem forsyningsarter, sektorer og aktive kunder er forudsætningen for omkostningseffektiv grøn omstilling med høj forsyningsikkerhed

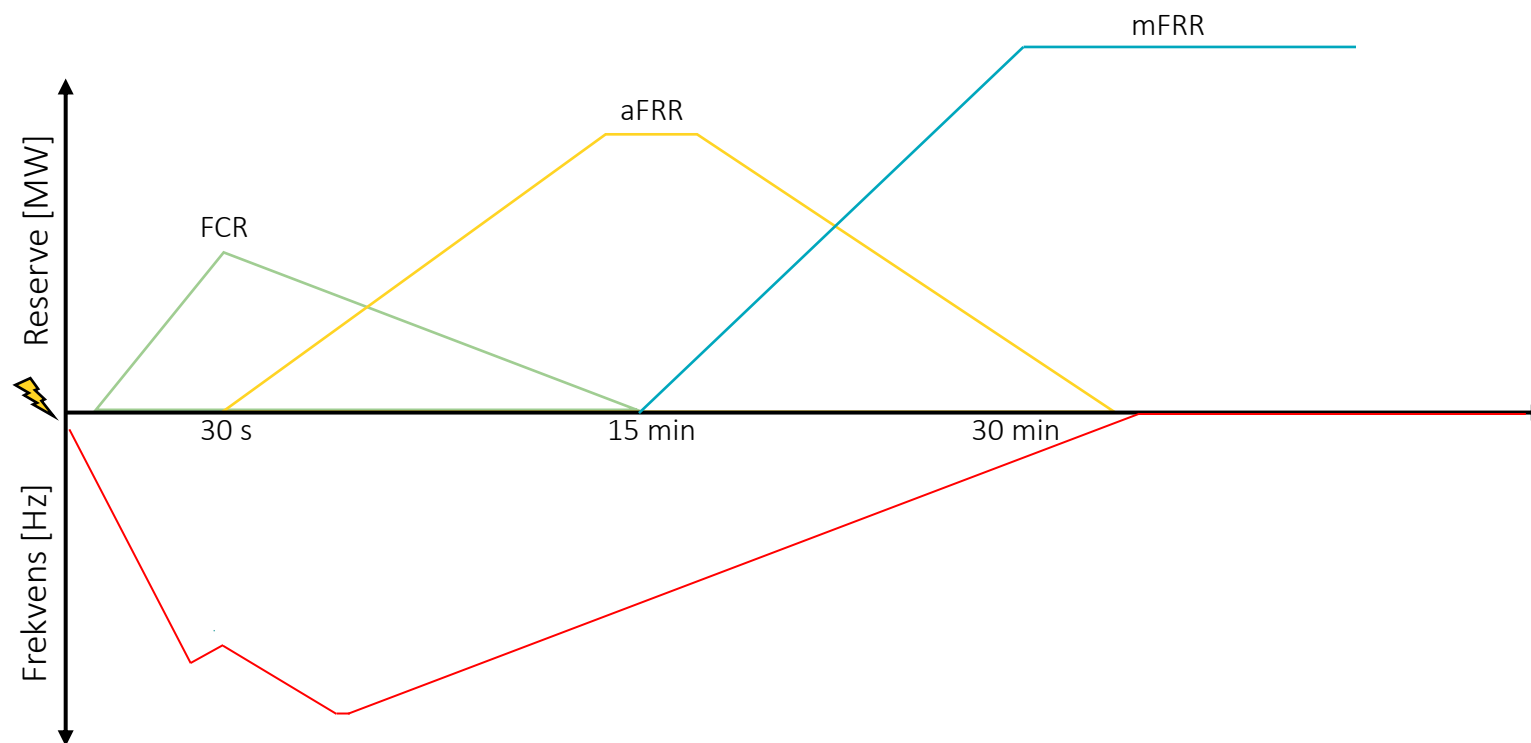




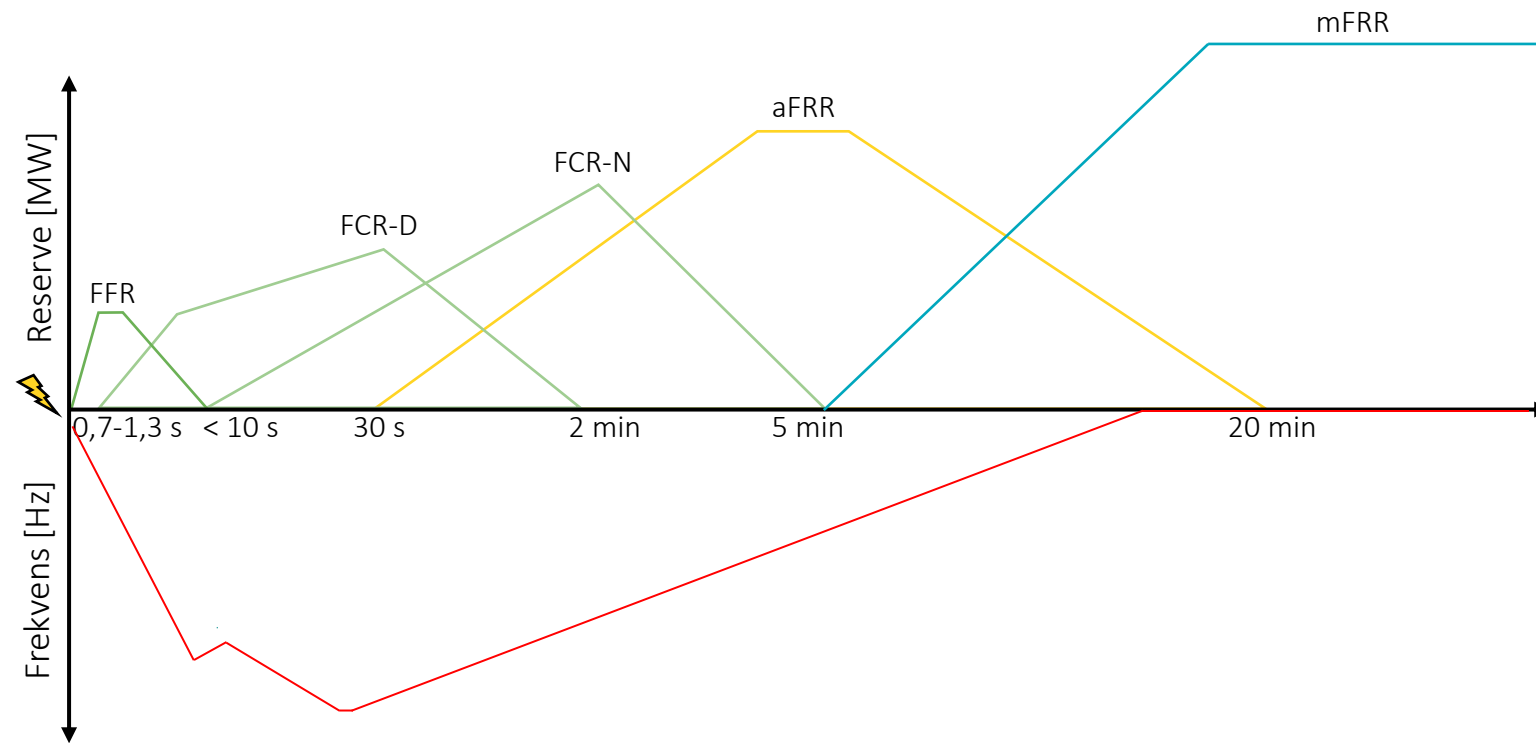
Systemydelse - til baggrund



BALANCERING GENNEM SYSTEMYDELSER (DK1)



BALANCERING GENNEM SYSTEMYDELSER (DK2)



SYSTEMYDELSER: TEKNISKE SPEC.KRAV

- Max time for activation
- Min delivery time
- Min aggregated bid size

- Up and down adjustment of energy from a system perspective is purchased symmetrically
- Only upward adjustment of energy is purchased

DK1

FCR

- 15-30 sec.
- 15 min.
- 1 MW
-

aFFR

- 15 min. (5 min. ≈2024)
- 60 min.
- 1 MW
-

mFFR

- 15 min.
- 60 min. (15 min. ≈2024)
- 5 MW (1 MW ≈ 2024)
-

DK2

FFR

- 1 sec.
- 10 sec.
- 0,3 MW
-

FCR-D

- 50% 5 sec. 100% 30 sec.
- 15 min.
- 0,3 MW
- Both up and down asymmetrically in 2022

FCR-N

- 150 sec.
- 60 min.
- 0,3 MW
-

aFFR

- 5 min.
- 60 min.
- 1 MW
- ≈ 2022

mFFR

- 15 min.
- 60 min. (15 min. ≈ 2024)
- 5 MW (1 MW ≈ 2024)
-

SYSTEMYDELSER : MARKEDER

- Deadline for submission of bids
- Delivery hour
- Requirements
- Average historical price (2019-2020)

DK1

FCR

The day before the operating day

4 hours

+/- 20 MW

50-70.000 DKK/MW/month (availability)

Common market with Continental Europe

aFFR

The week up to the operating month

1 month

+/- 90 MW

200-250.000 DKK/MW/month (availability)

Min. DA price + 100 DKK/MWh (energy)

Potential Common Nordic market in the future

Common market with Sweden

DK2

FFR

1 sec.

1 hour

0-40 MW

200.000 DKK/MW/month (availability)

FCR-D

1 or 2 days before the operating day

1 hour

+44 MW

50-100.000 DKK/MW/month (availability)

FCR-N

1 or 2 days before the operating day

+/- 18 MW

100-150.000 DKK/MW/month (availability)

2023/2024 Common market for energy activation with all of Europe

Common capacity market with Nordics (incl. DK1)

Common market for energy activation with nordics

aFFR

The day before the operating day

15 min.

+/- 12-30 MW

NA

NA

mFFR


The week up to the operating month


+ 623 MW

30-50.000 up: 1000 DKK/MW/down: 200 month DKK/MWh (availability) (energy)



mFFR

ENERGY ACTIVATION STATISTICS (LOAD FACTOR) OF RESERVES & PROCURED CAPACITY



 Load factor (2019-2020)

 Procured capacity



 FCR

 
0,84 % +/- 20 MW

 aFFR


 
26 % +/- 90 MW

 mFFR

 
3 % + 284 MW

 + 0-40 MW

 0 %

 FFR

 + 44 MW


 0,05 %

 FCR-D

 +/- 18 MW

 17 %

 FCR-N

 +/- 12-30 MW

 N/A

 aFFR

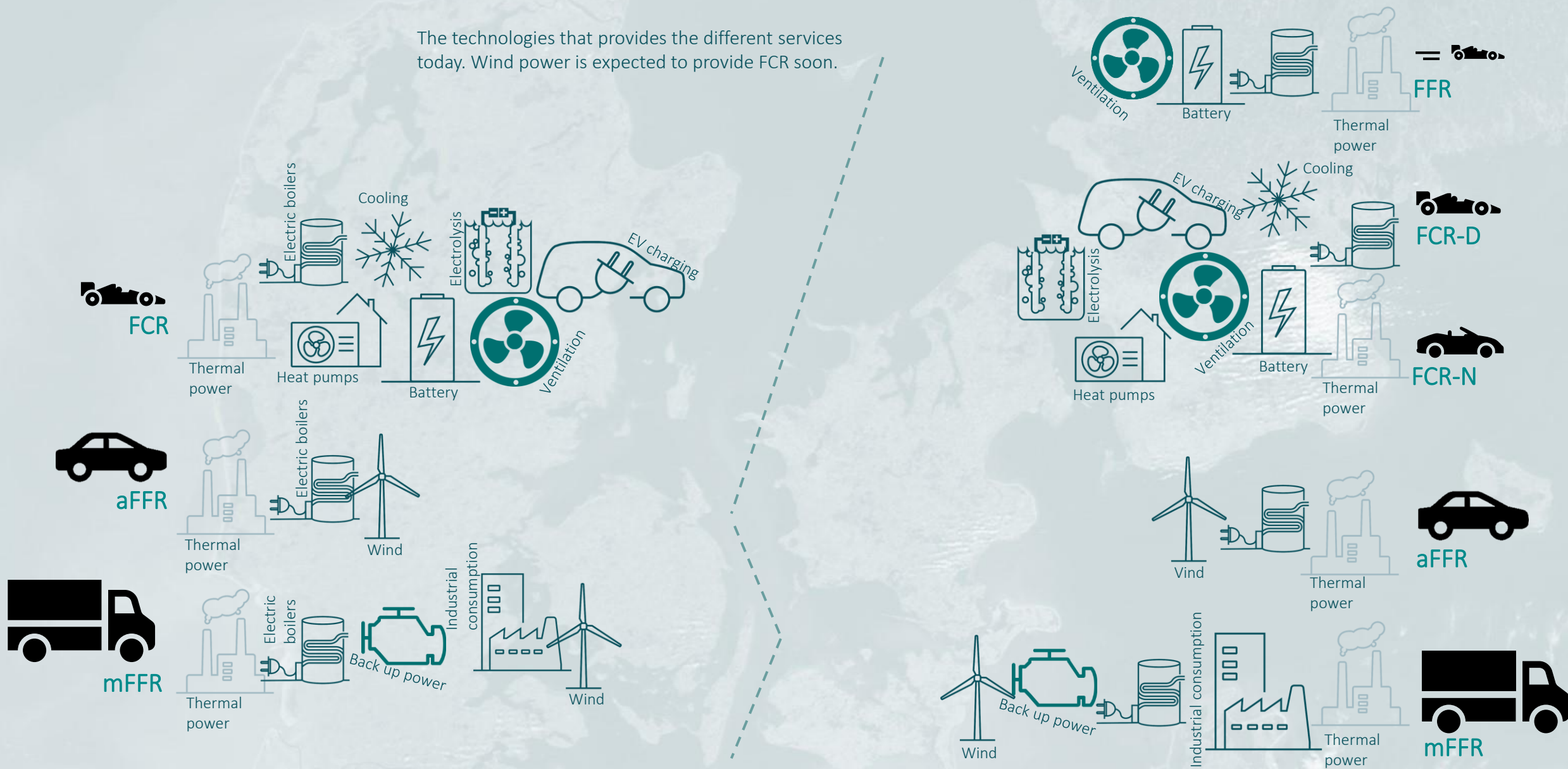
 + 623 MW

 2 %

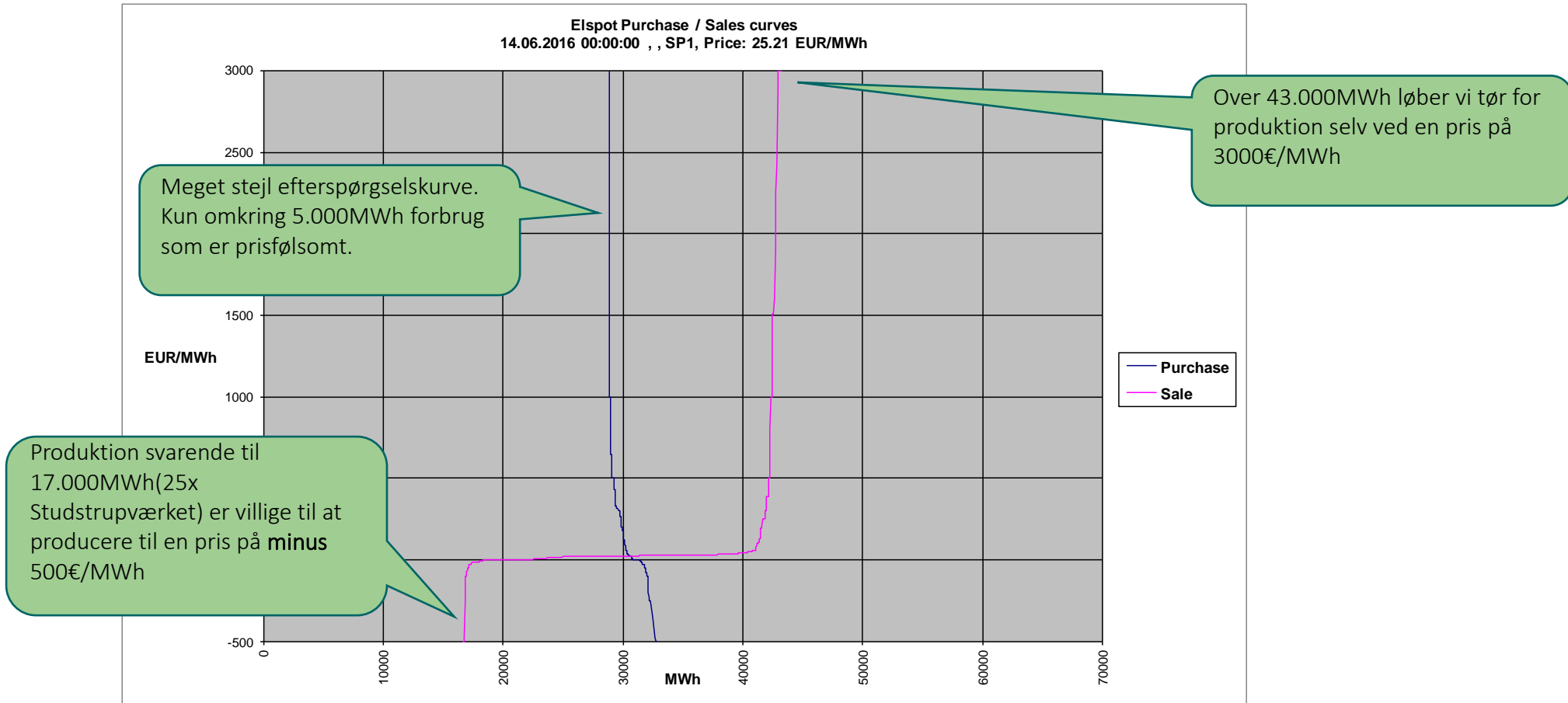
 mFFR

ANCILLARY SERVICE : TECHNOLOGY

The technologies that provides the different services today. Wind power is expected to provide FCR soon.



Dyreste værk, der aktiveres i hver time, sætter elprisen for alle
Priskurve fra den nordiske elbørs Nordpool



Note:
Kilde: Nordpoolgroup.com

Elnet-tariffer - til baggrund



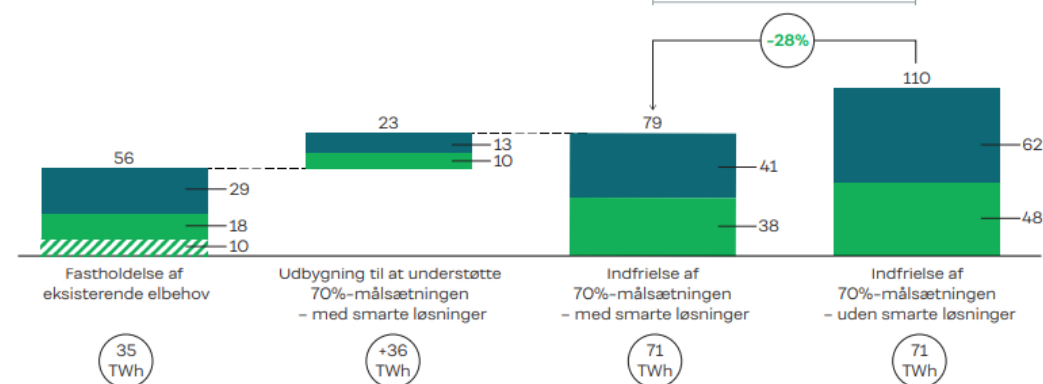
Elektrificering stiller nye krav til nettet



Klimapartnerskabet for energi og forsyning

Mia. kr. (2019-priser)

Udfaldsrum for investeringer. De 79 mia. kr. forudsætter, at kunderne ønsker at flytte en del af deres elforbrug til tidspunkter, hvor der er plads i elnettet, hvis de bliver belønnet herfor.



Transmission (allerede besluttet) Transmission Distribution

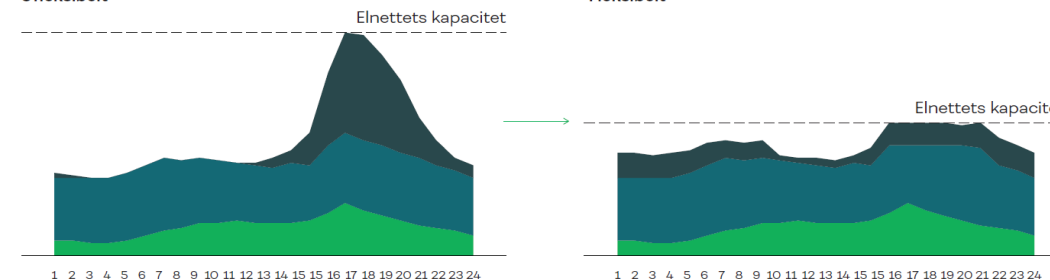
Elnettets maksimale belastning over et døgn i uflexible og fleksible forbrugsscenarier

Elforbrug (kW) på lavspændingsnettet (0,4 kV), timer i døgn

ILLUSTRATIVT EKSEMPEL

Ufleksibelt

Fleksibelt

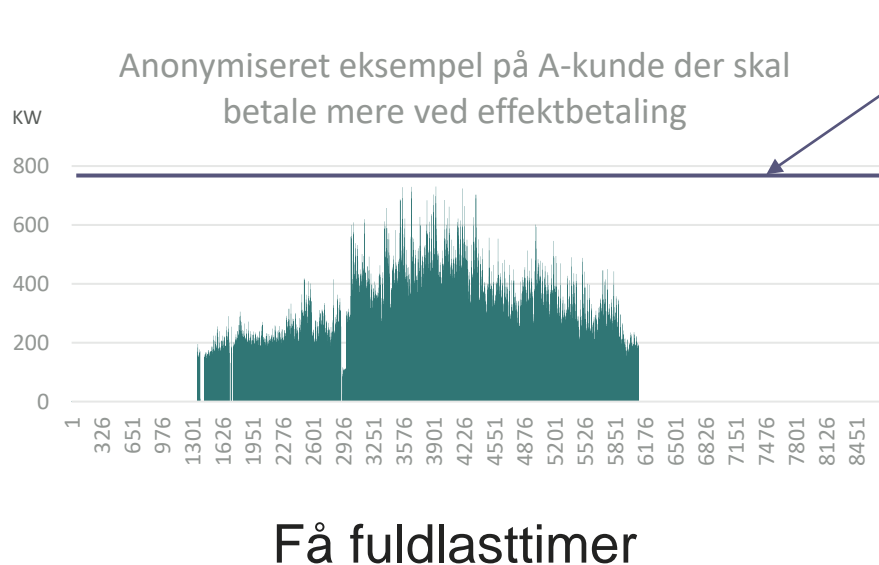


Almindeligt forbrug Individuelle varmepumper Elbiler

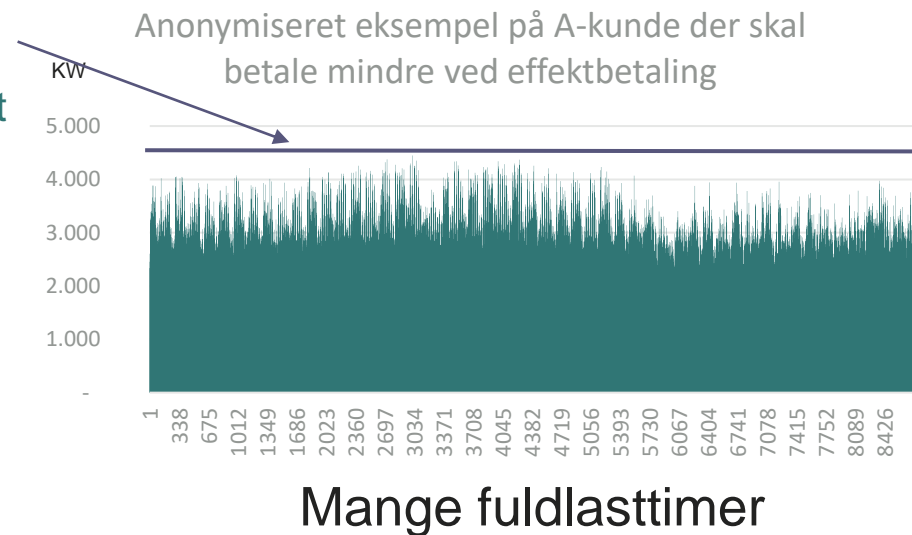
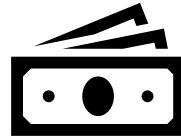
Kilde: Dansk Energi.

Effektbetaling

- Et fast beløb i forhold til det maksimale antal MW kunden trækker. Fastlægges et år af gangen.
- Det skal være forudsigeligt, men der vil over tid være en gulerod ved at reducere effektbehovet.
- Effektbetaling ville være en fordel for kunder, der bruger relativt meget el ift. deres effekttræk.
- En fordel for fx store varmepumper der bruger mange kWh relativt til kW.



Eksempel.
Kunden betaler
årligt abonnement
ift. effektbehov



Producentbetalingsmodel – DSO'er

INDFØDNINGSTARIFFER

Nettab

Teknisk drift af netkomponenter ('blå mænd og materialer')

Kort sagt: Løbende omkostninger

Variere mellem netselskaber

Gælder også eksisterende kunder

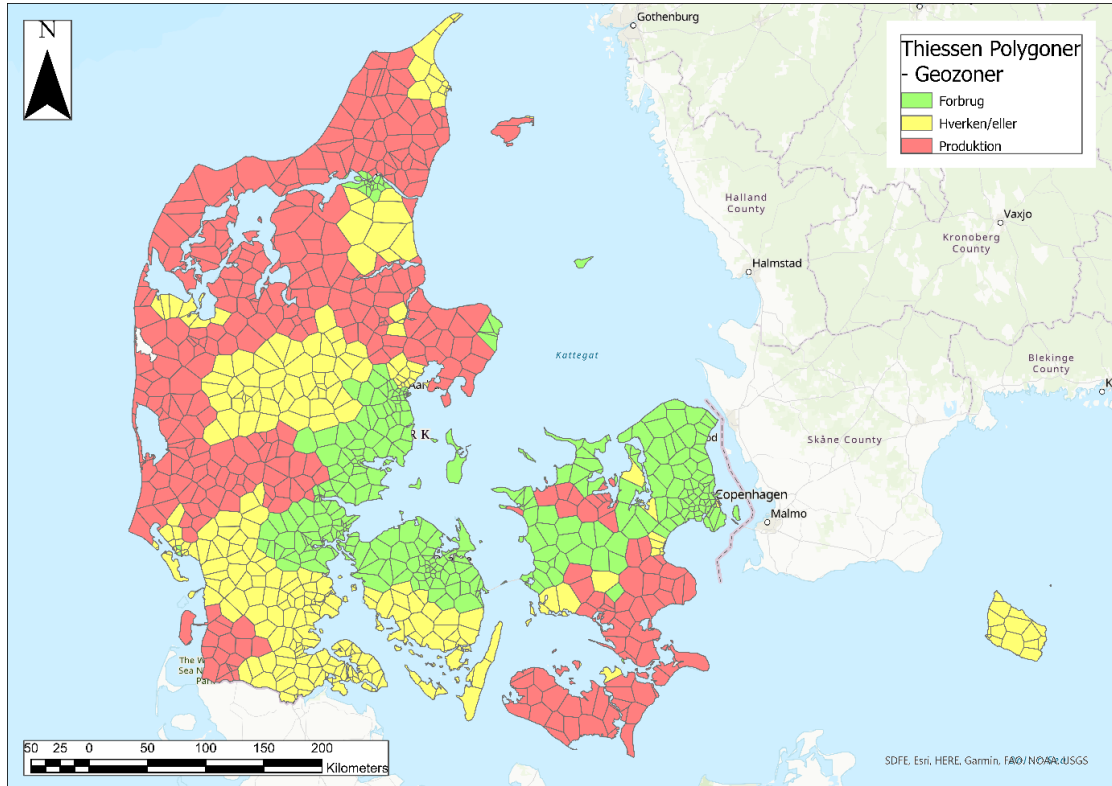
STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG

- Tilslutningsfelt
- Kabelfremføring fra POC til nærmeste station
- Forstærkning og/eller udbygning af kollektivt net
- Kort sagt: Opstartsomkostninger

Tilslutning med begrænset netadgang —
billigere tilslutning for afbrydelige kunder

[DKK/MVA]	Rød geozone	Gul geozone	Grøn geozone
Ahøj+	60.000	50.000	45.000
Ahøj+, maske	285.000	170.000	70.000
Ahøj	605.000	360.000	140.000
Alav	840.000	465.000	135.000
Bhøj	1.550.000	885.000	290.000
Blav	1.950.000	1.025.000	205.000
C	150.000	150.000	150.000

Geozone-inddeling - produktionsanlæg



Geodifferentiering på produktion – dernæst på forbrug?

Et politisk krav at der skulle ske geodifferentiering på produktionsanlæg

Anvendes på tilslutningsbidragene, ikke på tarifferne

Tilslutningsbidragene følger farven på området på tidspunktet for indgåelse af nettilslutningsaftale

Hverken indfødnings- eller forbrugstariffer geodifferentieres i første omgang

Om Cerius og Radius

	Radius	Cerius
Antal kunder - 2019	1.083.549	400.121
Antal hovedstationer	92	116
50/30 kV km-net – i alt	719	1.048
• Kabel	627	178
• Luftledning	92	870
Antal netstationer	10.568	10.325
• Heraf automatiseret	506	74
10 kV km-net – i alt	6.830	9.483
• Kabel	6.830	9.483
• Luftledning	0	0
Antal kabelskabe	145.437	151.541
0,4 kV km-net – i alt	11.340	14.000
• Kabel	11.339	14.000
• Luftledning	1	0

Cerius og Radius er netselskaberne, som har bevilling til at drive elforsyningen på næsten hele Sjælland og øerne. Cerius og Radius drives med fælles ledelse og ud fra ensartede principper og uafhængigt af de konkurrenceudsatte aktiviteter

