

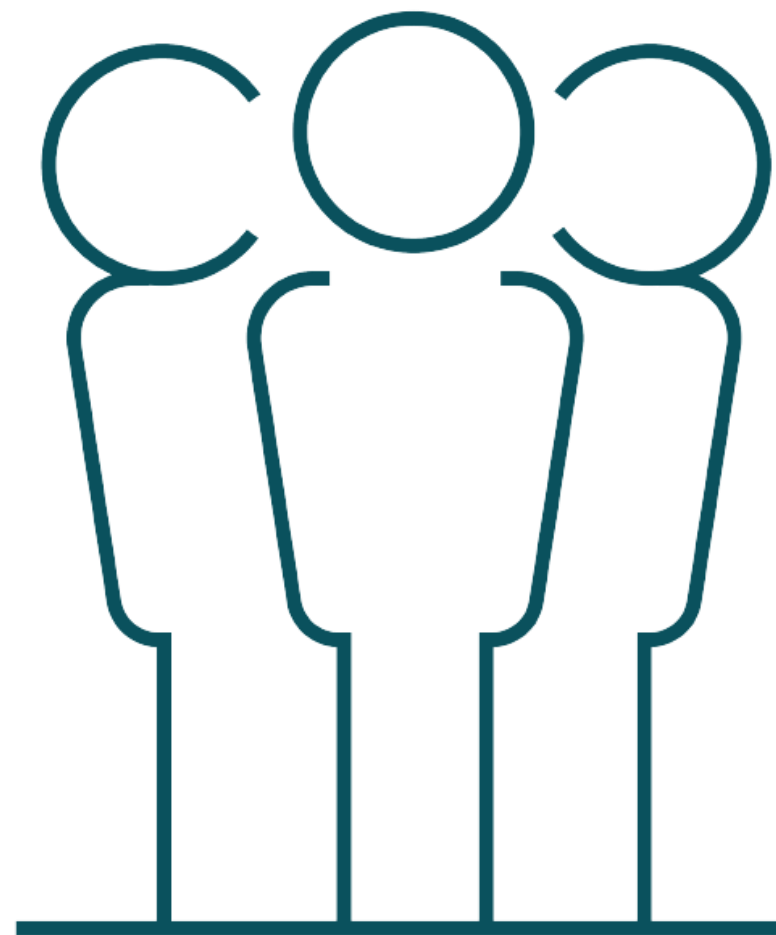


MØDE I ELMARKEDETS ADVISORY BOARD

6. November 2020

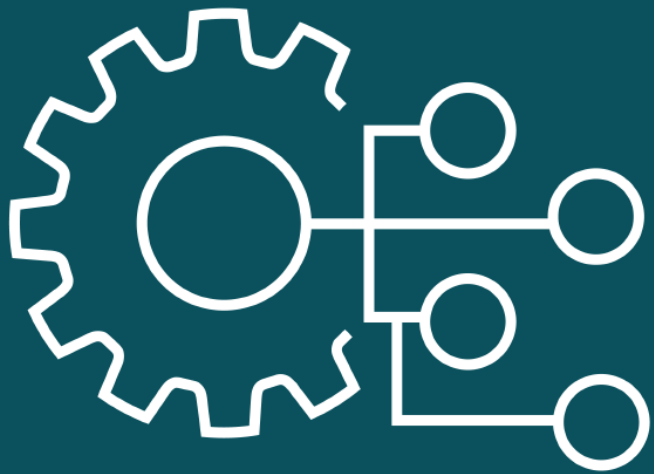
VELKOMMEN

Elmarkedets Advisory Board



AGENDA

Tid	Emne
12:00	Ankomst og velkomst
12:10	Elmarkedsorienteringen ved Signe Horn Rosted
12:20	Gode Rammer for en markedsdrevet grøn omstilling og integration af store mængder VE ved Margrethe Langhoff Thuesen
12:40	Samplacering af VE-produktion og nyt forbrug ved Henrik Thomsen
13:10	Tariffer ved David Hartz
13:40	Pause
14:00	15. September 2020 ved Asger Grønlund Arnklit og Kia Marie Jerichau
14:55	Afslutning



ELMARKEDS-
ORIENTERINGEN

ELMARKEDSORIENTERINGEN

Markedsorienteringen giver et overblik over elmarkedsprojekter i Energinet Elsystemansvar samt afsluttede og kommende projekter.

Der er udleveret et bilag, som angiver de væsentligste ændringer siden sidst.





GODE RAMMER FOR EN
MARKEDSDREKET GRØN
OMSTILLING OG INTEGRATION
AF STORE MÆNGDER VE



KEY TAKEAWAYS

1. Godt for den grønne omstilling at VE kan klare sig på markedsvilkår, og der er ambitiøse planer for udbygning med storskala havvind – men reguleringen skal følge med
2. Behov for stærkere incitamenter til placering og fleksibilitet for at sikre samfundsøkonomisk effektivitet
3. Mange initiativer i værktøjskassen kan afhjælpe udfordringerne
4. Behov for koordinering, prioritering og dialog om af mulige løsninger – bolden er hermed givet op!

ENERGIØERNER KOMMER...

... men vi skal finde ud af hvor
og hvordan energien skal føres
i land, anvendes til nye formål
og integreres i systemet

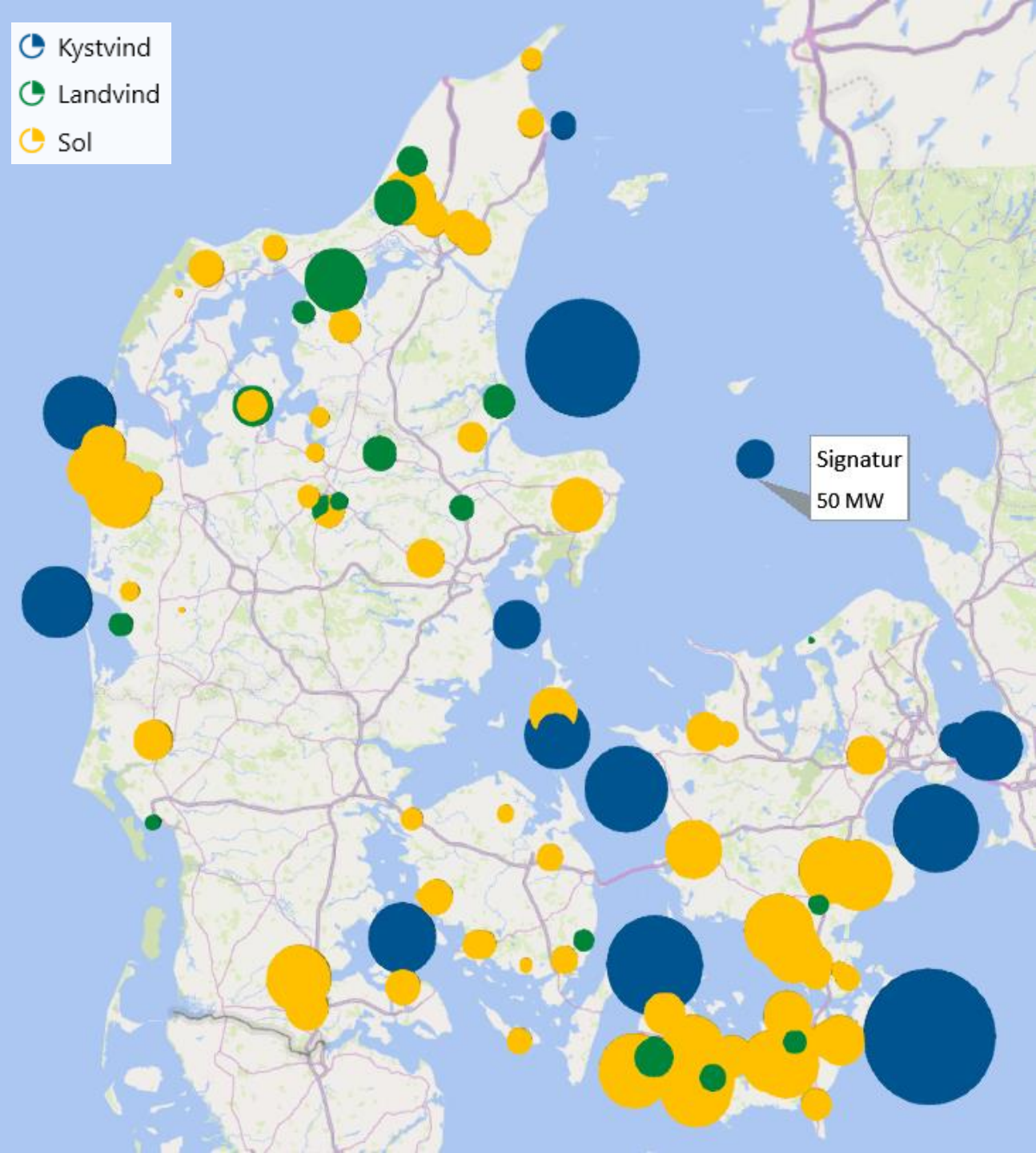


POSITIVT MED MANGE VE-PROJEKTER, MEN...

... markedsdrevet VE kræver ny tilgang til netplanlægning:

- VE-projekter (særligt sol) kan etableres væsentligt hurtigere end det bagvedliggende elnet kan udbygges
- Mange potentielle projekter – men stor usikkerhed om hvornår og hvor meget
- Stor interesse i områder, hvor nettet i forvejen er svagt

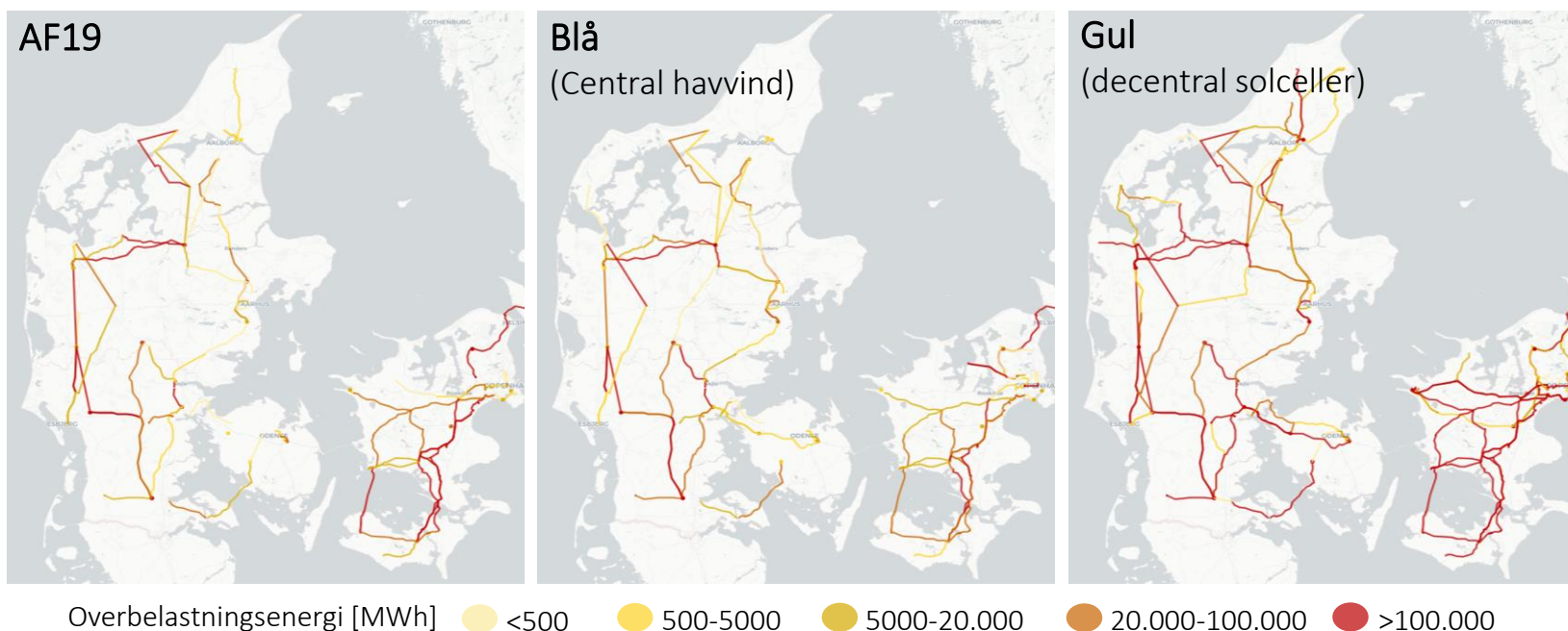
Kilde: Energinet og elnetselskaberne modtager løbende informationer om potentielle VE-anlæg. Kortet beskriver fordelingen af den potentielle kapacitet for VE-projekter (sol, landvind, kystnær vind) der er offentligt kendte, dvs. de har en bankgaranti/vundet udbud/nettilslutningsaftale, vedtaget lokalplan, lokalplansforslag, er nævnt i en fordebat eller udsendt som ideoplæg.



PLANARBEJDET 2020: BEHOV FOR NYE TILTAG I ELNETTET I ALLE SCENARIER FREM MOD 2040

Der er overbelastninger i alle scenarier, som indfrier klimamålet, men store geografiske forskelle og usikkert hvor meget og hvornår de opstår

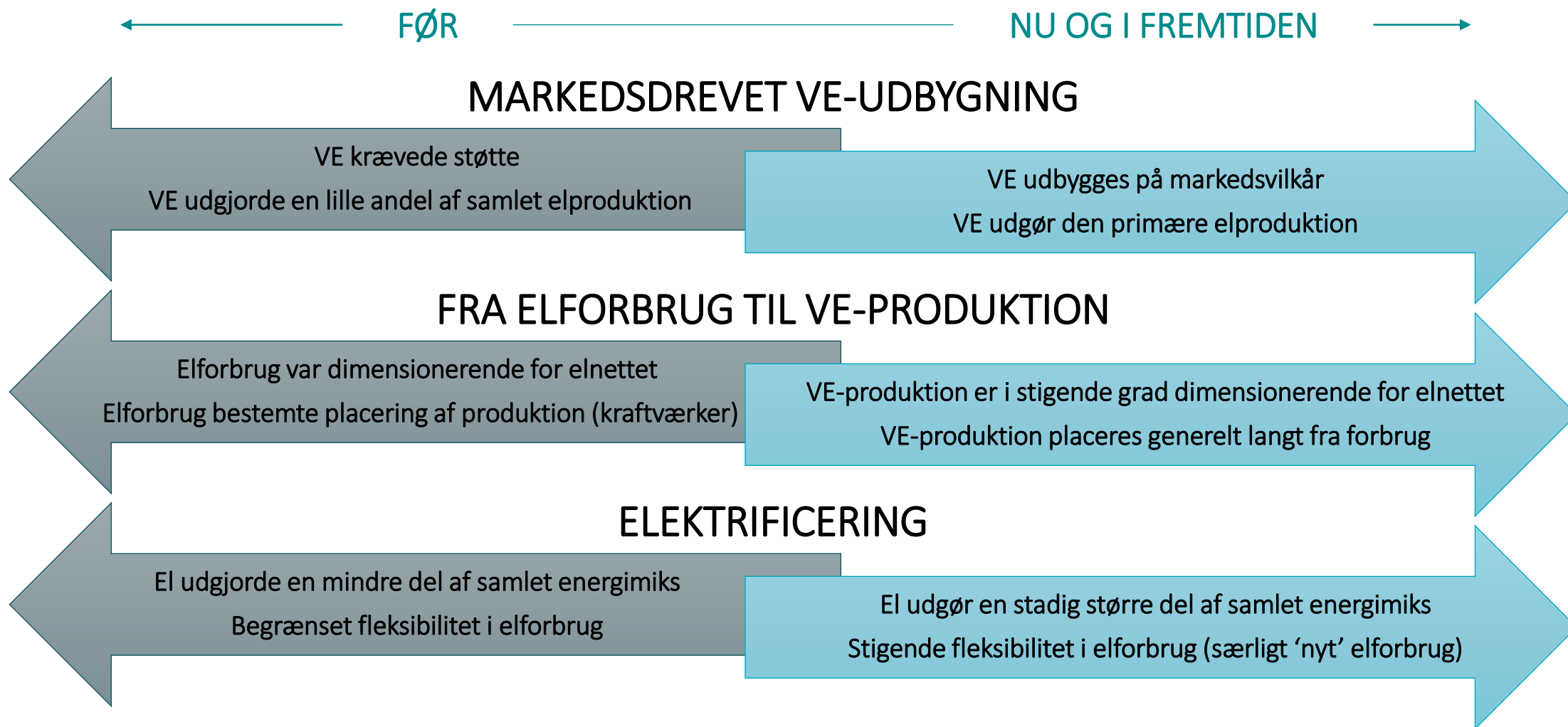
Overbelastning af elnettet i 2040



Kilde: Energinet – Langsigtede Udviklingsbehov i elnettet, oktober 2020

Note: Elnettet belastes på omtrent samme niveau i 2040, uanset om udviklingen følger AF19 eller det blå scenarie, som dog har mere havvind, højere grad af elektrificering og medtænker vækst i Power-to-X. Det er det gule scenarie med massiv udbygning med solcelleanlæg, der skiller sig ud. I det gule scenarie er der en meget markant udbygning med solceller, og det øgede elforbrug er i høj grad placeret i andre områder af nettet end produktionen. Derfor er der stort behov for transport af energi.

FORANDRINGER I ENERGISYSTEMET SKABER BEHOV FOR AT TILPASSE RAMMERNE



DEN GRØNNE OMSTILLING KAN BLIVE DYRERE END NØDVENDIGT

Massiv **VE-UDBYGNING**
på markedsvilkår



Ingen incitamenter til
PLACERING i nettet



Begrænset incitament
til **FLEKSIBILITET**



Øget risiko for :

- Mere **ELNET** end nødvendigt
- Mere **NEDREGULERING** af vedvarende energi
- Mindre bidrag til den **GRØNNE OMSTILLING** fra dårligt placerede VE-anlæg



MANGE MULIGE INITIATIVER I VÆRKTØJSKASSEN

UMIDDELBART IMPLEMENTERBARE

Begrænset netadgang
(tarifrabat)

Lokal fleksibilitet

Energinets
kompensations-
forpligtelse

DIALOGBASEREDE VÆRKTØJER

Kapacitetskort for
elnettet

Langsigtede
udviklingsplaner



FORUDSÆTTER ANALYSE- OG UDVIKLINGSARBEJDE

Indfødningsstariffer og
nettilslutningsbidrag
(forøgelse + geografisk
differentiering)

Ny tarifmodel
(forbrugstariffer)

Samplacering af VE-
produktion og nyt forbrug
("indfødningszoner")

Revision af
budzoner

Efterfølgende
deep dives

ANDRE VÆRKTØJER

Udbud af havvind

Rammevilkår for
egenproducenter

Fremme af PtX
(støttemodeller?)

VE støttemodel
(teknologineutrale udbud)

Andre initiativer?



SAMPLACERING AF VE-PRODUKTION OG NYT FORBRUG

SAMPLACERINGEN SKAL UNDERSTØTTES AF EN RÆKKE VIRKEMIDLER

Ambition:

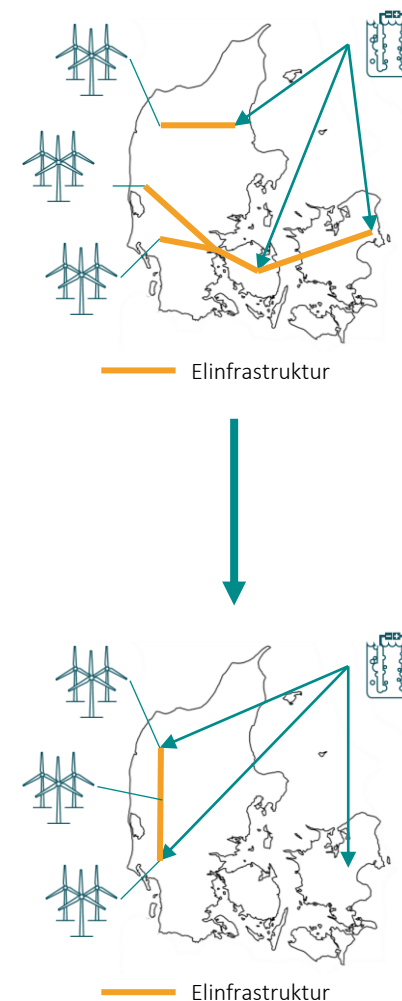
- At opnå en samfundsøkonomisk effektiv omstilling og sektorintegration
- Forudsætning: Undgå u hensigtsmæssige netforstærkninger i transmissionsnettet pga. store effektivtransporter, som ellers kunne være undgået

Barrierer:

- Eksternalitet: Under de nuværende markedsrammer tages der ikke højde for elnettets kapacitet (investeringssignal), når nye anlæg placeres

Mulig løsning:

- "Indfødningszoner" er en samling af virkemidler til understøttelse af samplacering et hensigtsmæssigt sted.



HVILKE VIRKEMIDLER KAN POTENTIelt UNDERSTØTTE SAMPLACERING?

Generelt:

- Virkemidlerne skal designes således, at de gør det tilstrækkeligt attraktivt for produktion og forbrug at placere sig i geografisk nærhed af hinanden og bag samme eventuelle flaskehals i eltransmissionsnettet

Ikke-udtømmende bruttoliste over potentielle virkemidler:

- Tilslutningsbidrag for produktion og/eller forbrug
- Tarifniveau (net- og/eller systemtarif)
- Direkte støtte (fx gennem havmølleudbud)
- Udvidet egenproducent model
- ...

HVAD ER HENSIGTSMÆSSIGE LOKATIONER FOR SAMPLACERING?

- En god lokation til samplacering (via "indfødningszonens" virkemidler) afhænger af en række eksogene faktorer.
- Alle faktorer behøver nødvendigvis ikke være til stede.



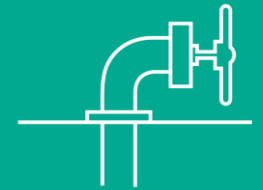
Hensigtsmæssig placering i elnettet ift. indfødnings af VE



Industrielt område med plads og ambition til vækst



Adgang til muligt fremtidigt brintnet eller net udenlands



Nærhed til lager eller direkte fuldt aftag af produktionen



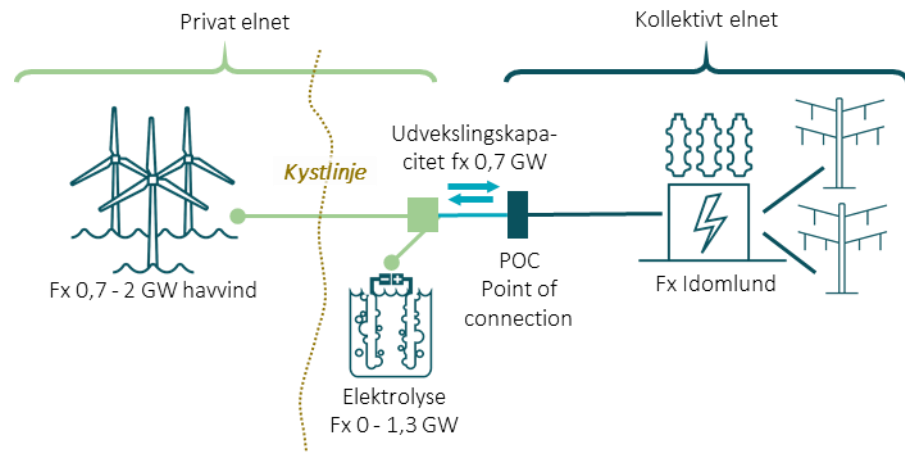
Afsætningsmuligheder for brintproduktion



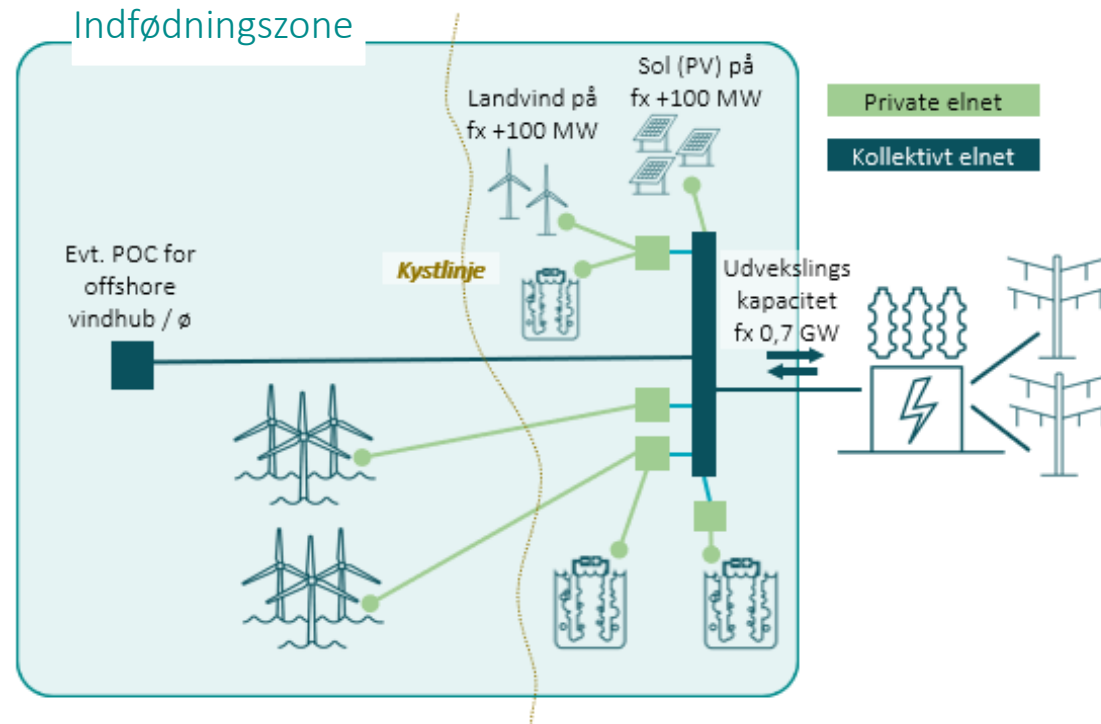
Afsætningsmuligheder for overskudsvarme

FORSKELLIGE DESIGNS TIL SAMPLACERING...

Developermodel (udbudsstyret)



Indfødningszone



OBS:

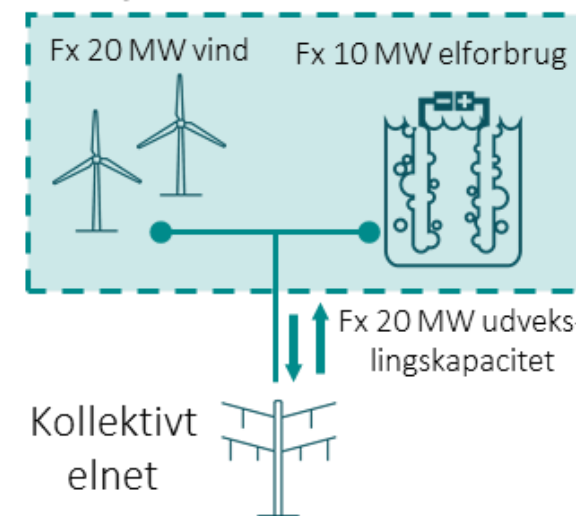
- Fælles for alle designs: et tilslutningspunkt med kendt og uændret udvekslingskapacitet til det øvrige eltransmissionsnet.
- Maksimaleffekter inde i "zonen" er større end udvekslingskapacitet med det øvrige elnet

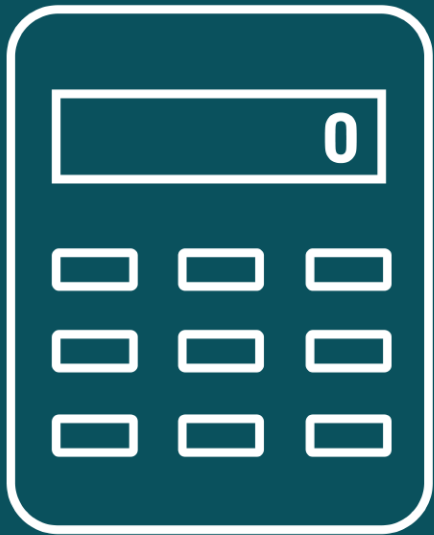
KAN EN UDVIDET EGENPRODUCENT MODEL UNDERSTØTTE SAMPLACERING?

- Hvis elproduktion og elforbrug har samme juridiske ejer og ligger på samme matrikel, er der allerede i dag mulighed for at blive egenproducent.
- En udvidelse af egenproducent modellen (fx flere juridiske ejere) kan give mulighed for flere egenproducenter.
- Med det rette lokaliseringssignal og evt. passende kapacitetsbetaling i TSO-nettet, kan egenproducenter bidrage til at sikre samplacering af ny produktion og forbrug;
 - og dermed bidrage til at undgå u hensigtsmæssige netforstærkninger.

Simpel Egenproducent

1 ejer – 1 matrikel





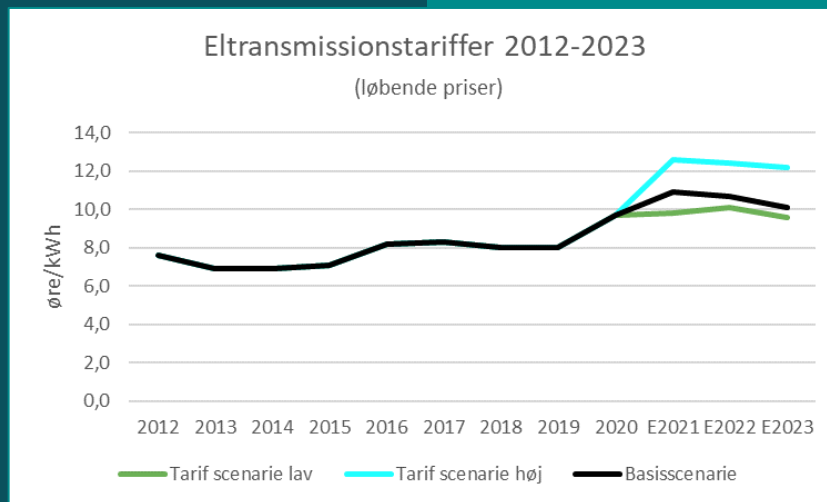
TARIFFER

TARIFFER

MANGE PERSPEKTIVER OG ØNSKER TIL UDVIKLINGEN

FORBRUGERE

PRODUCENTER



ENERGIWATCH

Energiselskaber Olie & Gas Renewables Cleantech Politik & Markeder

Grønne aktører gør oprør: Det skal være slut med tvangsregninger for brug af elnettet

Afregningsprisen på grøn strøm er rekordlav. Derfor skal der åbnes for direkte elledninger uden betaling til det kollektive elnet, mener Dansk Fjernvarme, Brintbranchen og Wind Denmark.



Læs også

Få aktører har skabt ekstreme priser på nyt balancemarked

Brancheorganisation frygter

10 Erhverv | INDLAND

Prishop fra energigigant får erhvervs-livet til at se rødt

Den grønne omstilling 2021-2023 stiger nettartiffen,



SYNSPUNKT

ELPRODUKTION



Indfødningsstariffer risikerer at trække tæppet væk under den grønne omstilling

Et flertal af Folketingets partier besluttede med klimaftalen i juni, at der i den nærmeste fremtid skal indføres indfødningsstariffer for producenter af vedvarende energi for at finansiere og styre netudviklingen. Den beslutning risikerer at trække tæppet væk under den grønne omstilling i Danmark, skriver CEO i European Energy, Knud Erik Andersen

ELFORSYNNINGSLOVEN OG ELMARKEDSFORORDNINGEN SÆTTER RAMMERNE FOR TARIFDESIGNET

§ 73. De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71 skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsyningssikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde.

Artikel 18

Afgifter for netadgang samt brug og styrkelse af net

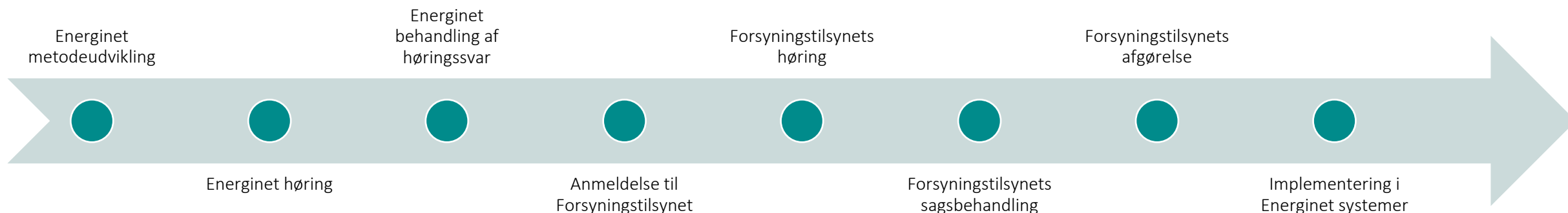
1. Afgifter, der opkræves af netoperatører for adgang til net, herunder afgifter for tilslutning til net, afgifter for brugen af net og i givet fald afgifter i tilknytning til styrkelse af net, skal afspejle omkostningerne, være gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet og afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og anvendes uden forskelsbehandling. Disse afgifter omfatter ikke ikkerelaterede omkostninger, der støtter ikkerelaterede politiske målsætninger.

Uden at det berører artikel 15, stk. 1 og 6, i direktiv 2012/27/EU og kriterierne i bilag XI til nævnte direktiv, skal den metode, der anvendes til at bestemme netafgifterne, på neutral vis understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter og navnlig anvendes på en måde, der ikke indebærer positiv eller negativ forskelsbehandling mellem produktion forbundet på distributionsniveauet og produktion forbundet på transmissionsniveauet. Netafgifterne må hverken indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering og må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug. Uden at det berører denne artikels stk. 3, må disse afgifter ikke være afstandsrelaterede.

2. Tarifmetoder skal afspejle transmissionssystemoperatørers og distributionssystemoperatørers faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamenter til transmissionssystemoperatører og distributionssystemoperatører på både kort og

PROCES FOR ÆNDRINGER AF TARIFDESIGN

Ændringer af tarifmodellen har en vis *leveringstid* og kan ikke garanteres da Energinet er afhængig af *godkendelse fra Forsyningstilsynet*



UDVIKLING AF TARIFMODEL: MODERNISERING AF ELFORBRUGSTARIF UNDERSTØTTER ET OMKOSTNINGSEFFEKTIVT ELSYSTEM

Energinet er i gang med at udvikle en række større ændringer af tarifmodellen, så den bedre afspejler omkostningsstrukturen og giver mere korrekte prissignaler til de tilsluttede forbrugere.

Målet er at udvikle en tarifmodel, der belønner forbrugerne for den fleksibilitet, de udviser, og samtidig sikrer fortsat betaling til drift og udvikling af det kollektive elnet samt til de ydelser, der bidrager til at opretholde forsyningssikkerheden. Energinet forventer at kunne have et metodeudkast klar i løbet af 2021.

ELEMENTER AF TARIFREFORMEN



KAPACITETSBETALING

Indførelse af et fast betalingselement og dermed en lavere kWh-pris



TIDSDIFFERENTIERING

Mulighed for anvendelse af tidsdifferentiering for at understøtte brug af nettet, når det er mindre belastet



DSO-MODEL

Tarifiering af DSO'er i stedet for alle elforbrugere for at sikre et entydigt prissignal

NETPRODUKTER FOR FORBRUGSKUNDER I TSO-NETTET

Værdien for Energinet ligger i at etablere en langsigtet klarhed over behovet for netudbygning og udnytte det eksisterende net i højere grad.

BEGRÆNSET NETADGANG:

- Frivillig tilvalgt **langsigtet** afbrydelighed til gengæld for en tarifrabat

MIDLERTIDIG BEGRÆNSET NETADGANG:

- **Midlertidig** afbrydelighed mod tarifrabat i forbindelse med nettilslutning af en forbruger, hvor TSO-nettet endnu ikke er tilstrækkeligt udbygget



Forsyningstilsynets høring overstået – vi forventer en afgørelse i løbet af 1. halvår 2021

HVOR LIGGER ÆNDRINGERNE AF TARIFDESIGNET?

NETTARIF

- ☐ DSO-model under udvikling
- ☐ Kapacitetselement oplagt overfor DSO'er og kunder på transmissionsnettet
- ☐ Anvendelse af tidsdifferentiering
- ☐ Netprodukter for begrænset netadgang
 - ☐ Afgørelse forventes tidligst i Q1-2 2021

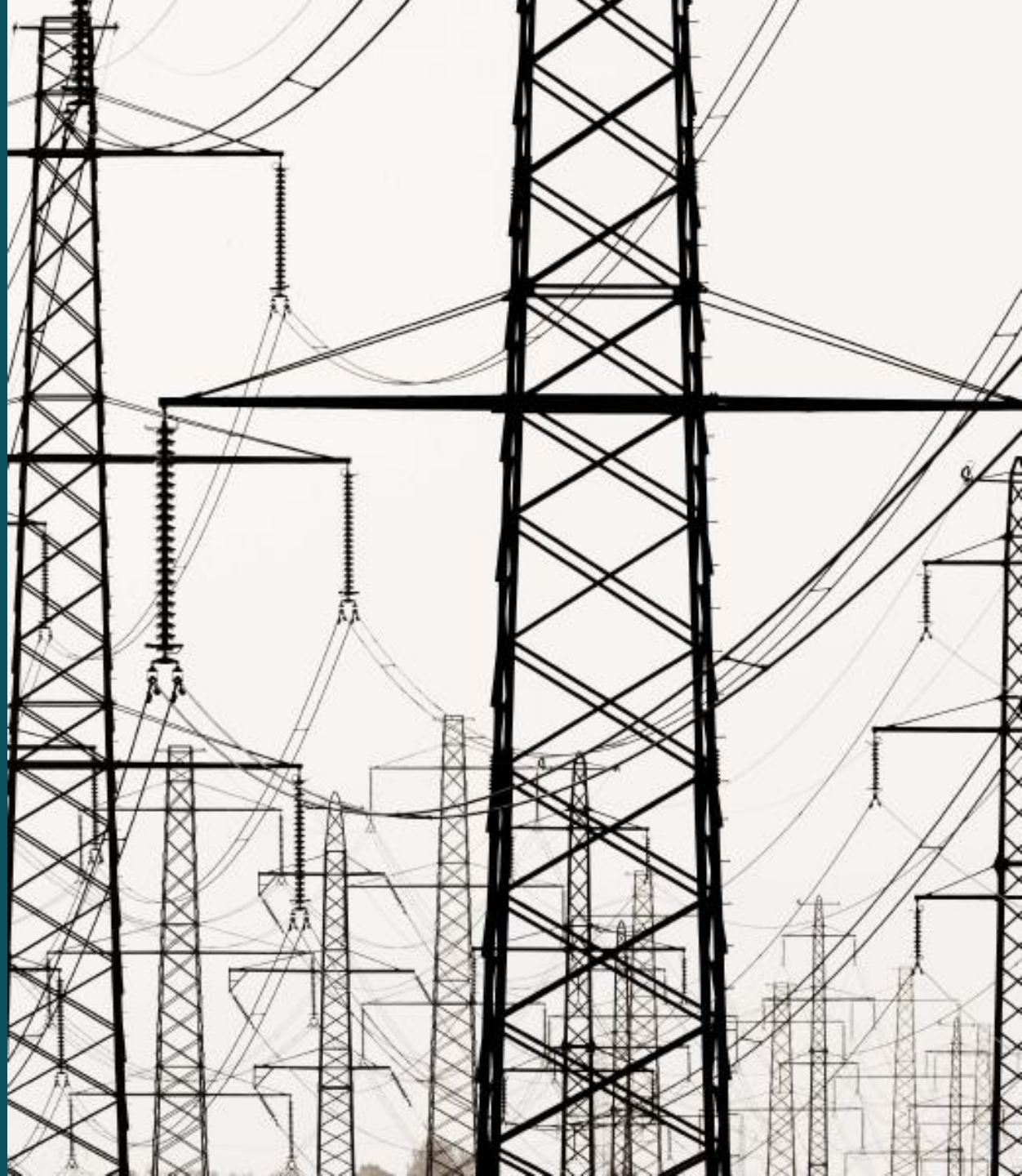
SYSTEMTARIF

- ☐ Opkræves indtil videre som i dag som en energibetaling – øre/kWh
- ☐ Opkræves i en slutkundemodel

UDVIKLING AF TARIFMODEL:

FLERE TEMAER UNDERSØGES

- Aktører udtrykker ønske om yderligere tarifrabatter til nye og grønne teknologier, fx PtX og varmepumper.
- Kan opkrævningsmodellen for systemtariffen udvikles?
- Kan adgangen til status som egenproducent udvides?
- Hvordan understøttes samplacering af produktion og forbrug?



UDVIKLING AF TARIFMODEL: KLIMAAFTALEN GIVER NYE MULIGHEDER

Klimaaftale for energi og industri mv. 2020

af 22. juni 2020

Omkostningsægte prissignaler for VE-producenter

Der er desuden enighed om, at der indføres den nødvendige lovgivning, der muliggør indførelsen af et geografisk differentieret tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer for producenter på både distributions- og transmissionsniveau samt en ændring af Energinets kompensationsforpligtelse. Tiltagene skal bl.a. dække netselskabernes og Energinets omkostninger i forbindelse med udbygningen af vedvarende energi, som hidtil har været dækket af udligningsordningen. Ændringerne vil understøtte, at en større del af omkostningerne i nettet, som udbygningen af vedvarende energi giver anledning til, afholdes af producenterne selv. Tiltagene giver desuden økonomisk incitament til, at nye VE-anlæg placeres der, hvor elnettet bedst kan håndtere det og skærmer forbrugerne mod prisstigninger som følge af stigende omkostninger i lokale net. Den konkrete udmøntning af metoden fastsættes af branchen og godkendes af Forsyningstilsynet efter de gældende regler. Parterne vil blive orienteret inden ikrafttræden.

- Geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer gør det muligt at sende prissignaler ift. placeringen af ny produktionskapacitet.
- En mere hensigtsmæssig placering af ny produktion kan medføre et reduceret netudbygningsbehov.
- Uklart om geografisk differentiering også kommer til at være muligt ift. forbrug?
- Øget betaling fra indfødnings nedbringer provenubehovet fra forbrug 1:1.

De lovændringer der er en forudsætning for at anvende Klimaaftalens muligheder forventes at træde i kraft fra 1/1 2022.

PAUSE





15. SEPTEMBER 2020

HØJE DAY-AHEAD PRISER 15/9

Lav vind i hele Europa

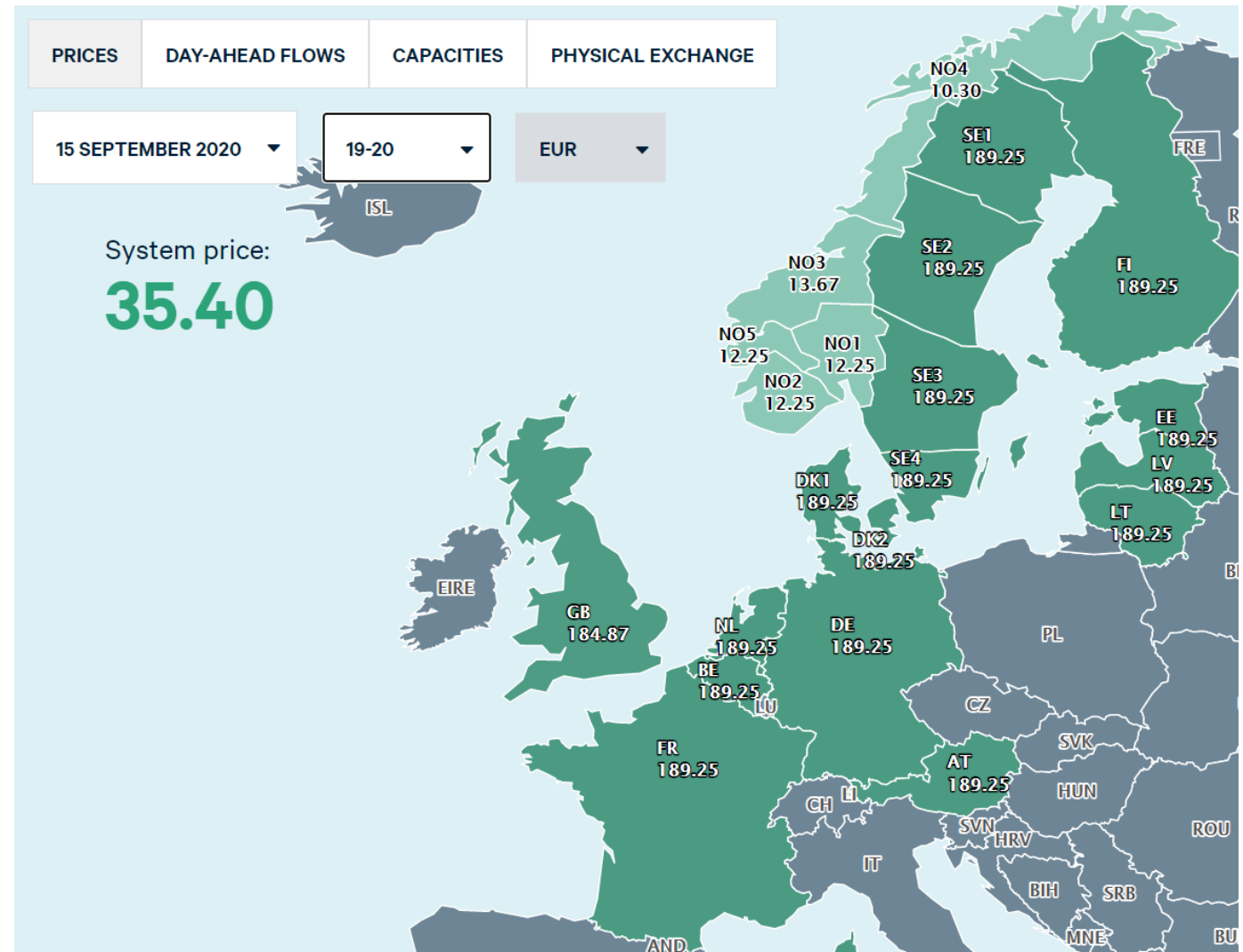
Lille solproduktion sent på dagen

Revisionssæson

Begrænsninger på kapacitet ud af Norge

Højt forbrug pga. varme i Sydeuropa

Det er naturligt, at det giver høje priser i day-ahead markedet. Det bekymrer ikke Energinet.



RISIKO FOR KNAPHED I GB

nationalgridESO

Notifications

FAQs

Useful Links

Electricity Capacity Market Notice Cancelled

Posted by National Grid Electricity System Operator at 2:05pm on Tuesday 15th September 2020

The Capacity Market Notice originally active from 5:30pm on Tuesday 15th September 2020 has been cancelled from 5:30pm on Tuesday 15th September 2020

Electricity Capacity Market Notice Currently Active

Posted by National Grid Electricity System Operator at 1:04pm on Tuesday 15th September 2020

Commencement time of notice	5:30pm on Tuesday 15th September 2020
Circumstances that triggered notice	Margin below threshold set out in Capacity Market Rules
Transmission Demand and Operating Margin (MW)	37,368
Aggregate Capacity of BM Units expected (MW)	37,488
Additional Capacity (MW)	No definitive information regarding additional capacity is currently available to the Electricity System Operator.

Capacity Market participants are advised to review the System Warnings page on [BMRS](#) for potential additional operational warnings from the Electricity System Operator. This notice is published pursuant to Rule 8.4.6 / 11.3.5 of the [Capacity Market Rules](#)

Participants are also advised to pay close attention to [De-rated Margin](#) (DRM) information on the BMRS website that will be updated 3 times (4 hour, 2 hour and 1 hour ahead) in advance of the "commencement time" of this Capacity Market Notice.

ELEXON
Electricity Data Summary
 REMIT
 Transparency
 Transmission
 Demand
 Generation
 Balancing
 Help

Transmission Loss of Load Probability (LoLP) and De-rated Margin

Loss of Load Probability (LoLP) and De-rated Margin

Today/Tomorrow

Historic

Select

Settlement Date

2020-09-15



VIEW

Data referring to : 2020-09-15

[XML](#)
[CSV](#)

Settlement Date	SP	12:00 forecast		8 hour forecast		4 hour forecast		2 hour forecast		1 hour forecast	
		LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM
2020-09-15	33	0.001156700	2196.0352000	0.000224200	2601.1294000	0.001156700	2196.0352000	0.000002200	3457.8613000	0.000002800	3389.1820000
2020-09-15	34	0.052443000	1119.6663000	0.015088100	1542.5776000	0.065421600	1041.2352000	0.000359400	2460.8767000	0.000604900	2242.5970000
2020-09-15	35	0.089825000	910.2442600	0.061613600	1066.0618000	0.113805000	811.9612400	0.000326100	2451.3545000	0.001863600	1986.2181000
2020-09-15	36	0.279477300	380.2577500	0.193733600	575.1619000	0.025212300	1352.9747000	0.018450900	1396.3800000	0.027873500	1272.6279000
2020-09-15	37	0.838555300	-714.9900500	0.712528100	-402.0039400	0.078682200	968.5710000	0.213935400	505.6136000	0.368913500	193.4025900
2020-09-15	38	0.798924200	-601.0488000	0.665877100	-306.9429300	0.067495400	1021.8839000	0.151403200	665.8898300	0.177632700	591.6598500
2020-09-15	39	0.067912600	1041.2313000	0.068654400	1036.3823000	0.000524000	2403.2570000	0.006998100	1717.6470000	0.002563000	1977.6520000
2020-09-15	40	0.063476700	1071.4863000	0.032818600	1305.4553000	0.001430200	2121.5095000	0.003668100	1886.1971000	0.004211500	1853.6064000
2020-09-15	41	0.011166000	1658.9619000	0.011166000	1658.9619000	0.000205700	2604.6110000	0.004078100	1897.1800000	0.004261200	1893.9368000
2020-09-15	42	0.001913000	2142.7324000	0.002118500	2116.8503000	0.000131100	2699.1511000	0.000293600	2535.0493000	0.000125800	2711.8066000

TIP! Sort multiple columns simultaneously by holding down the shift key and clicking a second, third or even fourth column header!

RISIKO FOR KNAPHED I GB

nationalgridESO

Notifications

FAQs

Useful Links

Electricity Capacity Market Notice Cancelled

Posted by National Grid Electricity System Operator at 2:05pm on Tuesday 15th September 2020

The Capacity Market Notice originally active from 5:30pm on Tuesday 15th September 2020 has been cancelled from 5:30pm on Tuesday 15th September 2020

Electricity Capacity Market Notice Currently Active

Posted by National Grid Electricity System Operator at 1:04pm on Tuesday 15th September 2020

Commencement time of notice	5:30pm on Tuesday 15th September 2020
Circumstances that triggered notice	Margin below threshold set out in Capacity Market Rules
Transmission Demand and Operating Margin (MW)	37,368
Aggregate Capacity of BM Units expected (MW)	37,488
Additional Capacity (MW)	No definitive information regarding additional capacity is currently available to the Electricity System Operator.

Capacity Market participants are advised to review the System Warnings page on [BMRS](#) for potential additional operational warnings from the Electricity System Operator. This notice is published pursuant to Rule 8.4.6 / 11.3.5 of the [Capacity Market Rules](#)

Participants are also advised to pay close attention to [De-rated Margin](#) (DRM) information on the BMRS website that will be updated 3 times (4 hour, 2 hour and 1 hour ahead) in advance of the "commencement time" of this Capacity Market Notice.

[Electricity Data Summary](#)
[REMIT](#)
[Transparency](#)
[Transmission](#)
[Demand](#)
[Generation](#)
[Balancing](#)
[Help](#)

Transmission Loss of Load Probability (LoLP) and De-rated Margin

Loss of Load Probability (LoLP) and De-rated Margin

Today/Tomorrow

Historic

Select

Settlement Date

2020-09-15



VIEW

Data referring to : 2020-09-15

[XML](#)
[CSV](#)

Settlement Date	SP	12:00 forecast		8 hour forecast		4 hour forecast		2 hour forecast		1 hour forecast	
		LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM	LOLP	DRM
2020-09-15	33	0.001156700	2196.0352000	0.000224200	2601.1294000	0.001156700	2196.0352000	0.000002200	3457.8613000	0.000002800	3389.1820000
2020-09-15	34	0.052443000	1119.6663000	0.015088100	1542.5776000	0.065421600	1041.2352000	0.000359400	2460.8767000	0.000604900	2242.5970000
2020-09-15	35	0.089825000	910.2442600	0.061613600	1066.0618000	0.113805000	811.9612400	0.000326100	2451.3545000	0.001863600	1986.2181000
2020-09-15	36	0.279477300	-380.2577500	0.193733600	575.1619000	0.025212300	1352.9747000	0.018450900	1396.3800000	0.027873500	1272.6279000
2020-09-15	37	0.838555300	-714.9900500	0.712528100	40.711111111	0.000000000	0.000000000	0.213935400	505.6136000	0.368913500	193.4025900
2020-09-15	38	0.798924200	-601.0488000	0.665877100	20.933333333	0.000000000	0.000000000	0.000000000	515.8898300	0.177632700	591.6598500
2020-09-15	39	0.067912600	1041.2313000	0.068654400	1036.3823000	0.000524000	2403.2570000	0.006998100	1717.6470000	0.002563000	1977.6520000
2020-09-15	40	0.063476700	1071.4863000	0.032818600	1305.4553000	0.001430200	2121.5095000	0.003668100	1886.1971000	0.004211500	1853.6064000
2020-09-15	41	0.011166000	1658.9619000	0.011166000	1658.9619000	0.000205700	2604.6110000	0.004078100	1897.1800000	0.004261200	1893.9368000
2020-09-15	42	0.001913000	2142.7324000	0.002118500	2116.8503000	0.000131100	2699.1511000	0.000293600	2535.0493000	0.000125800	2711.8066000

TIP! Sort multiple columns simultaneously by holding down the shift key and clicking a second, third or even fourth column header!

STOR INTRADAY-AKTIVITET

Store volumener handles i ID

Høje priser i ID, ~1.000 EUR/MWh

Energinet bekymrer sig ikke over, at priserne i intraday-markedet er høje.

Intraday flow

"Total scheduled flow" på tværs af alle børser NEMOer

HOURLY

15 SEP 2020

MWh/h

15-09-2020	DK1 > TTG	DK1 > NL
00 - 01	4,7	0,0
01 - 02	0,0	0,0
02 - 03	0,0	0,0
03 - 04	0,0	0,0
04 - 05	0,0	0,0
05 - 06	0,0	0,0
06 - 07	0,0	0,0
07 - 08	0,0	0,0
08 - 09	0,0	0,0
09 - 10	120,1	0,0
10 - 11	160,5	20,5
11 - 12	0,0	0,9
12 - 13	0,0	0,0
13 - 14	0,0	0,0
14 - 15	129,8	0,0
15 - 16	205,1	45,6
16 - 17	0,0	0,0
17 - 18	0,0	119,7
18 - 19	616,4	233,6
19 - 20	409,0	325,2
20 - 21	478,0	151,6
21 - 22	0,0	373,3
22 - 23	0,0	81,8
23 - 00	0,0	0,0

Nord Pool Intraday Statistics

15 SEP 2020

⌚ All hours are in CET/CEST.

DK1

Product	High	Low	Last	Avg	Volume
PH-20200915-19 (X)	513,54	210,00	500,00	388,54	49,80
PH-20200915-20 (X)	1000,00	260,30	910,00	688,49	257,40
PH-20200915-21 (X)	760,00	152,20	619,55	613,41	333,90

DK2

PH-20200915-19 (X)	500,00	219,06	500,00	296,32	37,40
PH-20200915-20 (X)	1030,00	285,00	922,00	719,63	95,00
PH-20200915-21 (X)	500,13	188,01	500,13	224,77	28,00

Data udelukkende for NordPool-handler

Volume of regulating bids

HOURLY

15 SEP 2020 ▼

MW

15-09-2020	DK1		DK2	
	Up	Down	Up	Down
18 - 19	395	1 050	646	187
19 - 20	413	1 060	648	188
20 - 21	342	1 062	628	184

Regulating volumes

HOURLY

15 SEP 2020 ▼

MWh

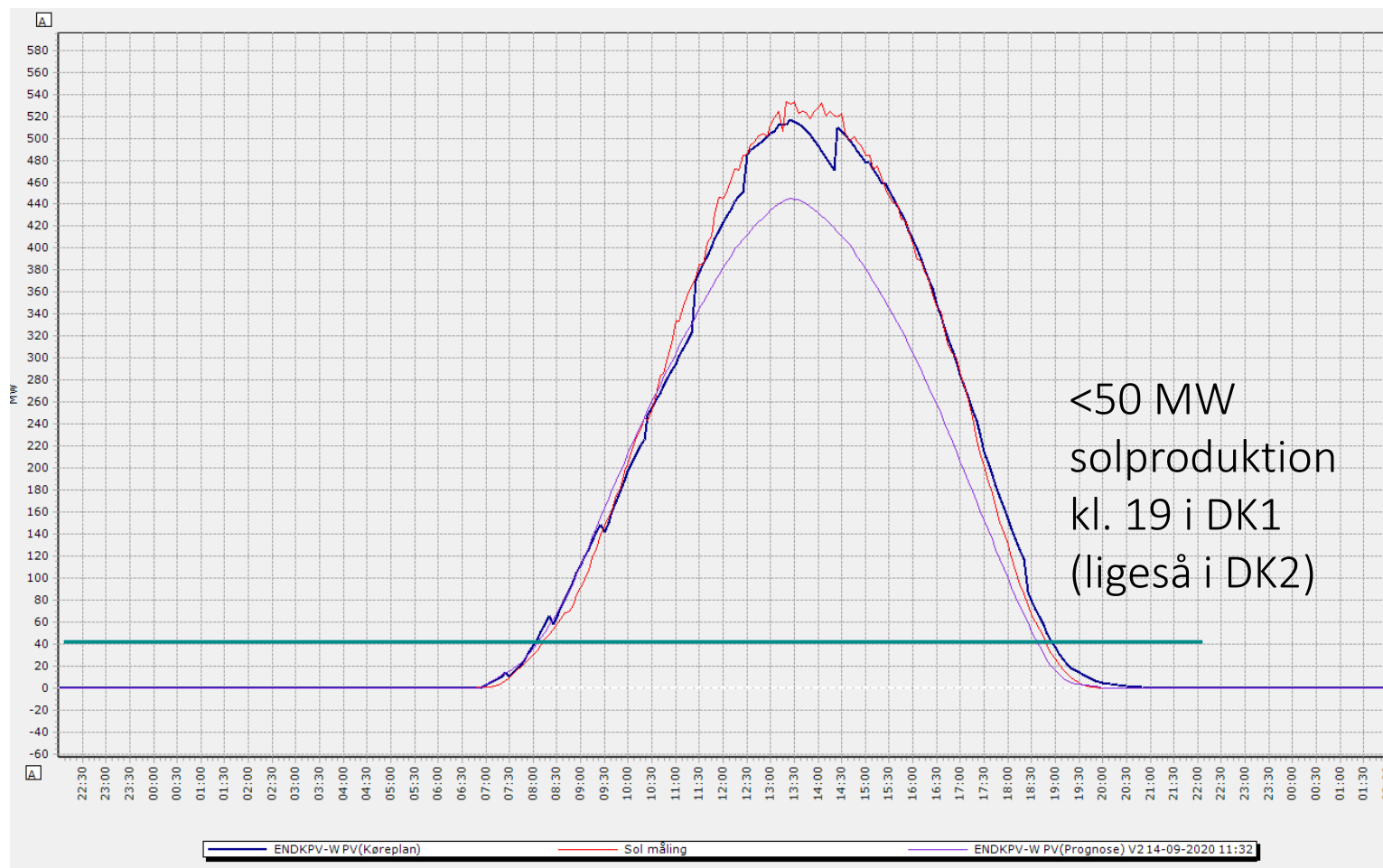
15-09-2020	DK1		DK2	
	Up	Down	Up	Down
18 - 19	219	0	223	0
19 - 20	392	0	570	0
20 - 21	148	0	325	0

Alle bud blev aktiveret i både DK1 og DK2 (delaktivering reducerer ”regulating volumes” en smule). Ca. 200 MW blev aktiveret af hensyn til balancering af Norden. Resten af hensyn til ubalancer i DK1.

Energinet bekymrer sig altid, når alle regulerkraft bud bliver brugt.

LILLE GRUNDLAG FOR FYSISKE UBALANCER I DK

Wind power prognosis



HOURLY

15 SEP 2020 ▼

MWh

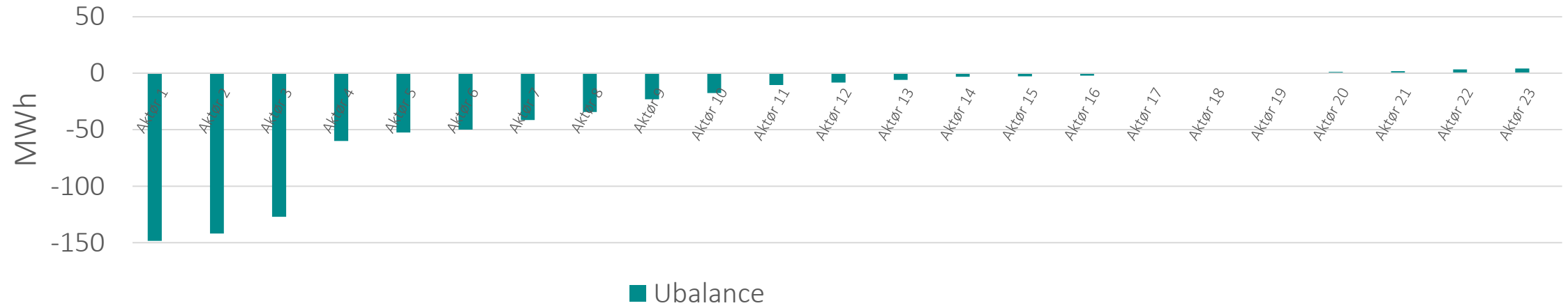
15-09-2020

DK1

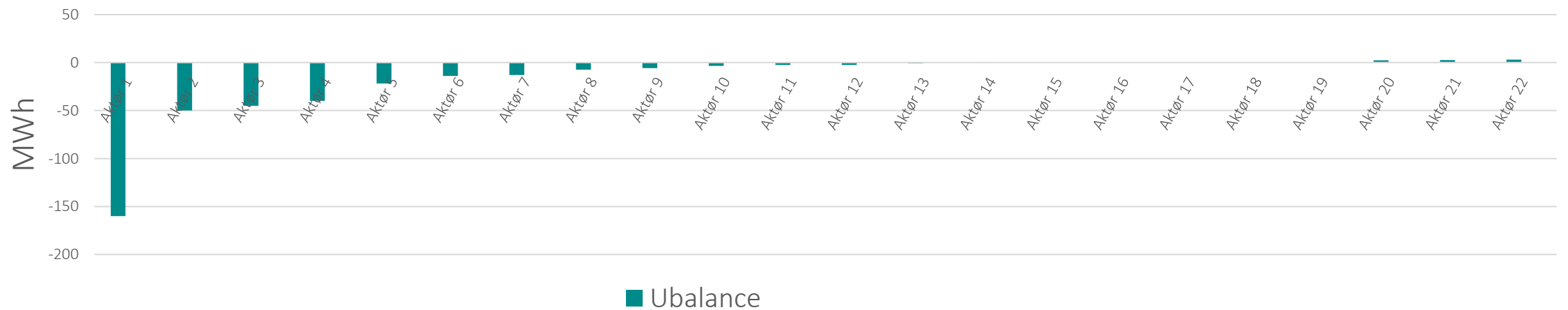
DK2

00 - 01	178	26
01 - 02	125	24
02 - 03	93	24
03 - 04	64	27
04 - 05	49	32
05 - 06	45	30
06 - 07	47	28
07 - 08	47	23
08 - 09	52	16
09 - 10	55	15
10 - 11	43	15
11 - 12	31	14
12 - 13	22	13
13 - 14	20	13
14 - 15	22	13
15 - 16	36	13
16 - 17	40	14
17 - 18	59	14
18 - 19	92	18
19 - 20	104	17
20 - 21	107	15
21 - 22	121	13
22 - 23	132	11
23 - 00	153	13

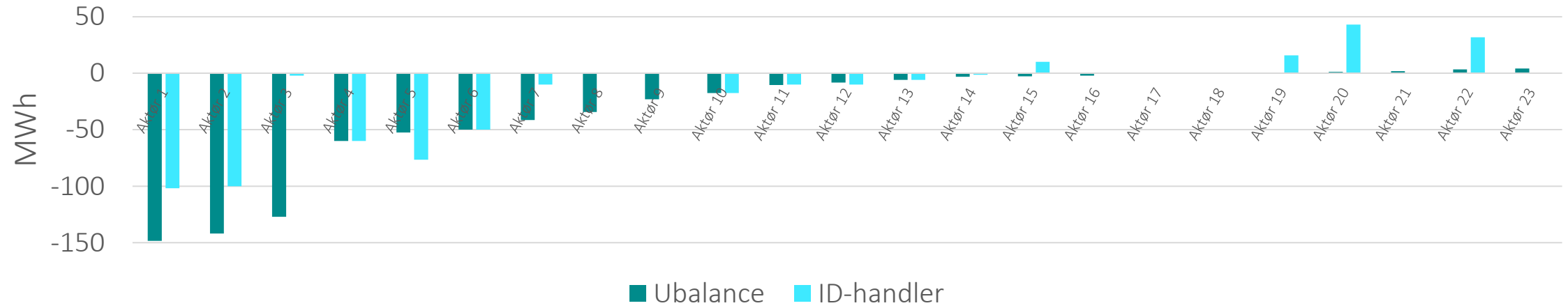
DK1



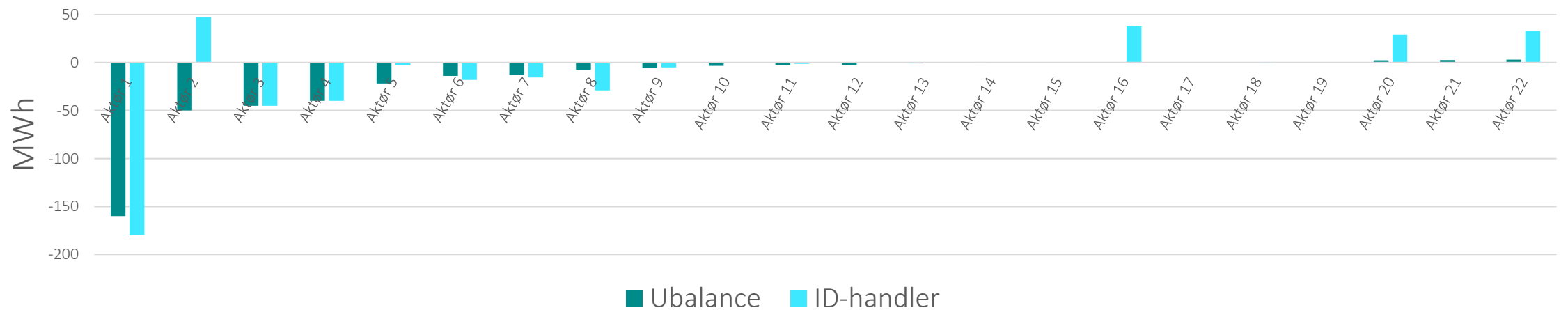
DK2



DK1



DK2



ENERGINETS OBSERVATION

- Alle reserver brugt, selvom vind og sol ikke danner grundlag for at realisere væsentlige ubalancer
- En række aktører ser ud til at handle sig i ubalance i intradaymarkedet
- På baggrund af en hændelse i GB ser danske aktører ud til at have spekuleret i ubalanceafregningen og dermed have sendt udenlandske problemer til Danmark.
- Energinet ser med stor alvor på situationen.

OVERVEJELSER OM UBALANCER



Problem eller hjælp til systemet?



Energinets værktøjskasse

Hvilke problemer løses, hvilke nye problemer skabes?

TAK FOR 1 DAG

