



Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden	
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Evaluering – møde den 19. november 2015

	Særdeles tilfreds	Meget tilfreds	Tilfreds	Mindre tilfreds	Ikke tilfreds
Hvad synes du generelt om mødet i dag?	22 %	61 %	11 %	6 %	
Hvad synes du om mødeformen?	22 %	61 %	11 %	6 %	
Hvad synes du generelt om emnerne?	22 %	39 %	39 %		
Hvad synes du om den efterfølgende diskussion?	12 %	18 %	65 %	6 %	
Hvad synes du om rammerne?	44 %	38 %	19 %		

18 svar indleveret

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Markedsmodel 2.0

Elaktørforum den 12. maj 2016

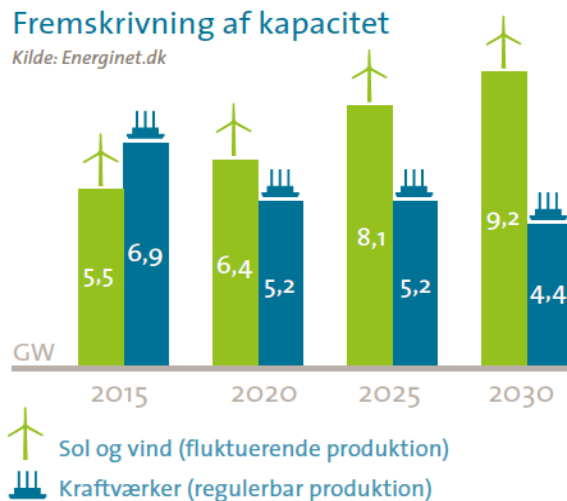
Peter Markussen, Energinet.dk



Vi går mod et forandret energisystem

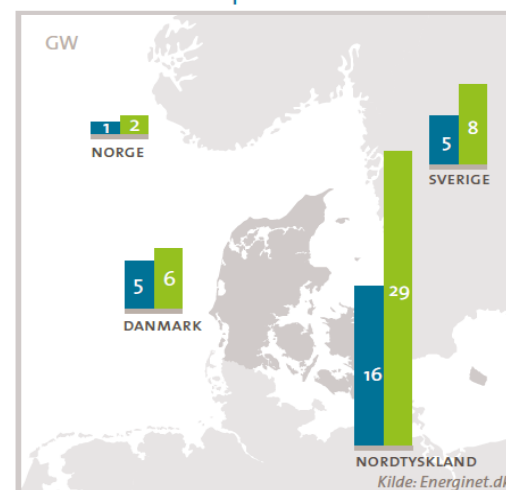
Fremskrivning af kapacitet

Kilde: Energinet.dk



Elkapaciteten forventes i fremtiden i langt højere grad at komme fra sol og vind end fra kraftvarmeværker.

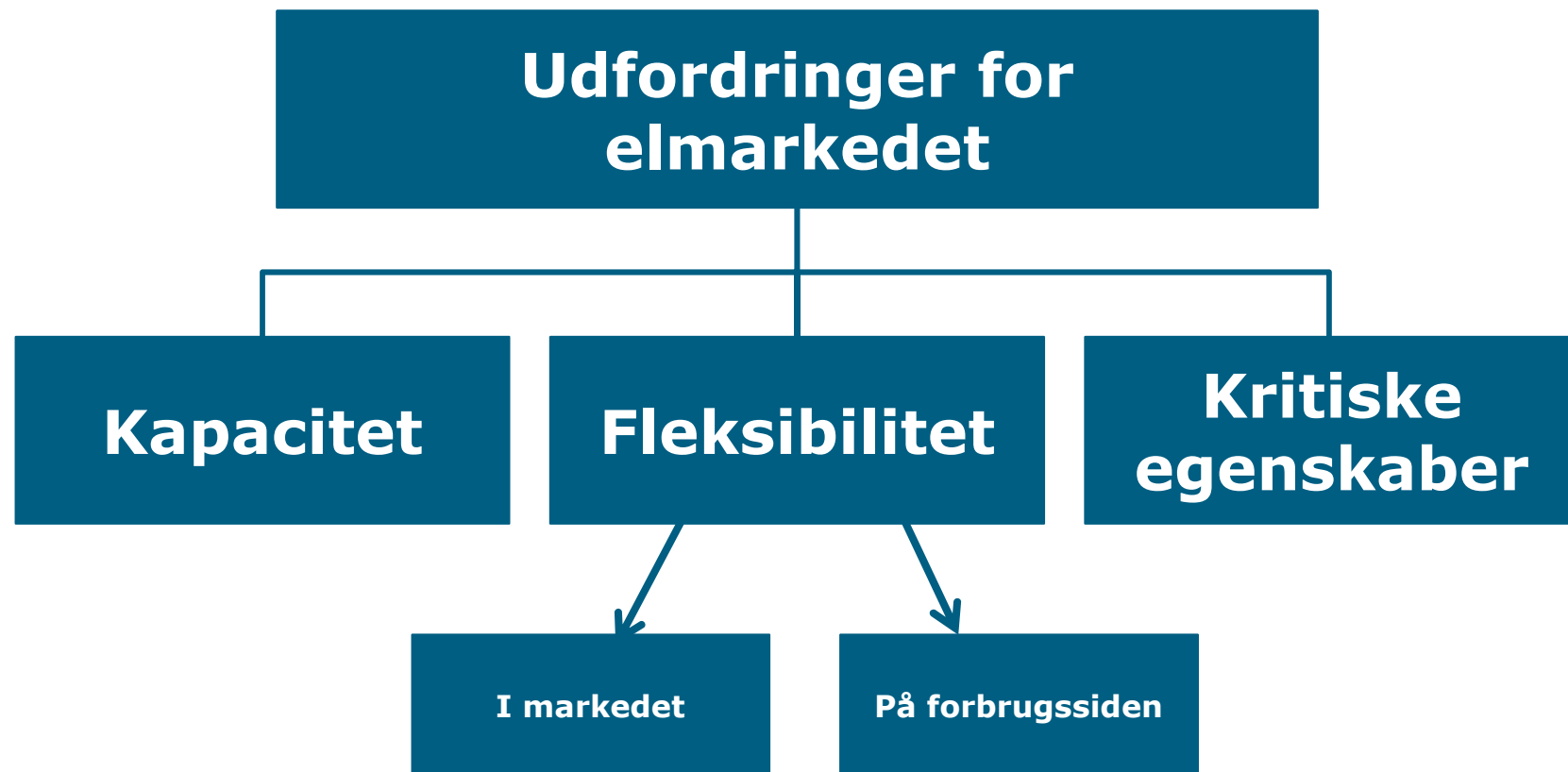
Installeret vindkapacitet



2014 2020 Vindkapaciteten i og omkring Danmark vokser kraftigt frem mod 2020

Kilde: Energinet.dk

De tre indsatsområder fra Markedsmodel 2.0 projektet

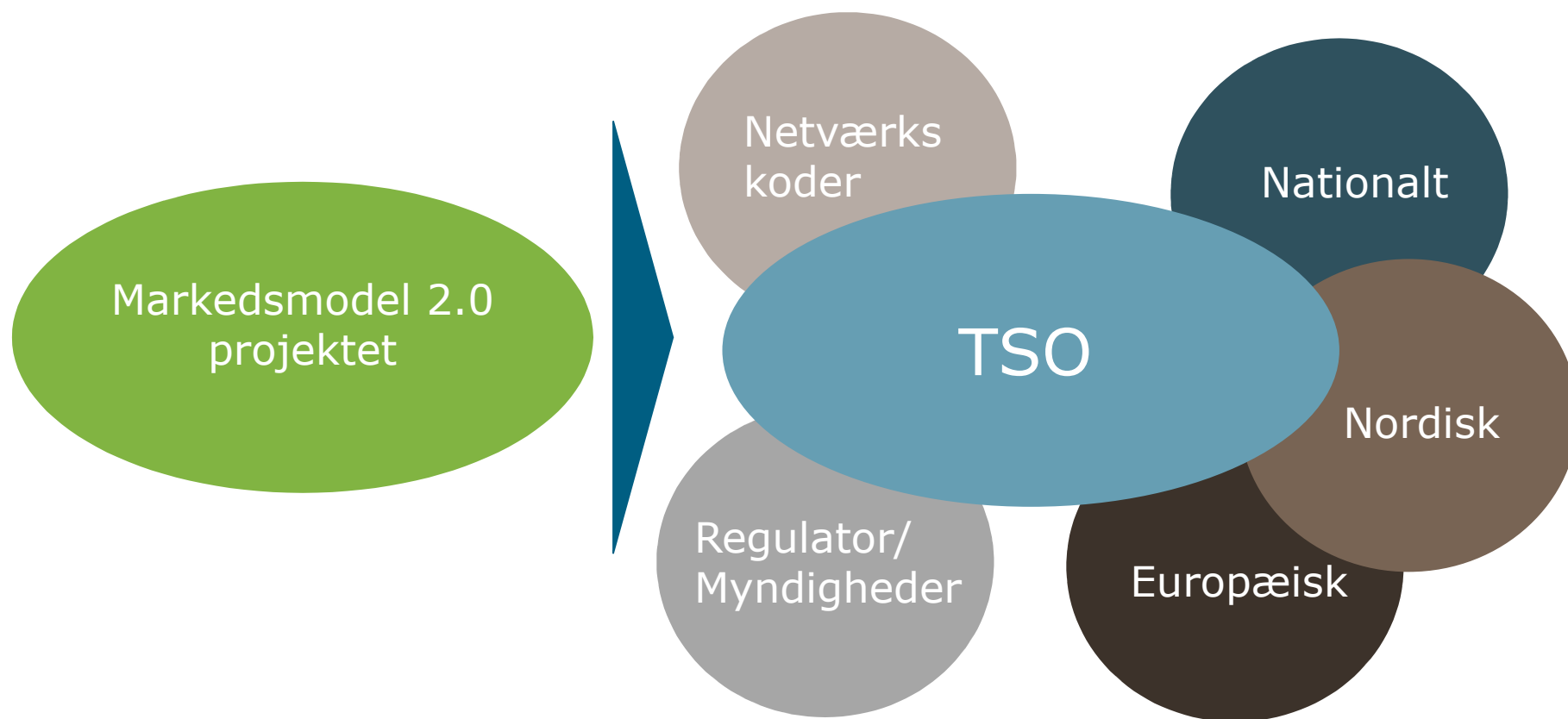


Anbefalinger fra Markedsmodel 2.0

Fremtiden skal sikre konkurrence, innovation og sikker forsyning både i morgen og i 2030.



MM2.0 som del af Energinet.dk's arbejde

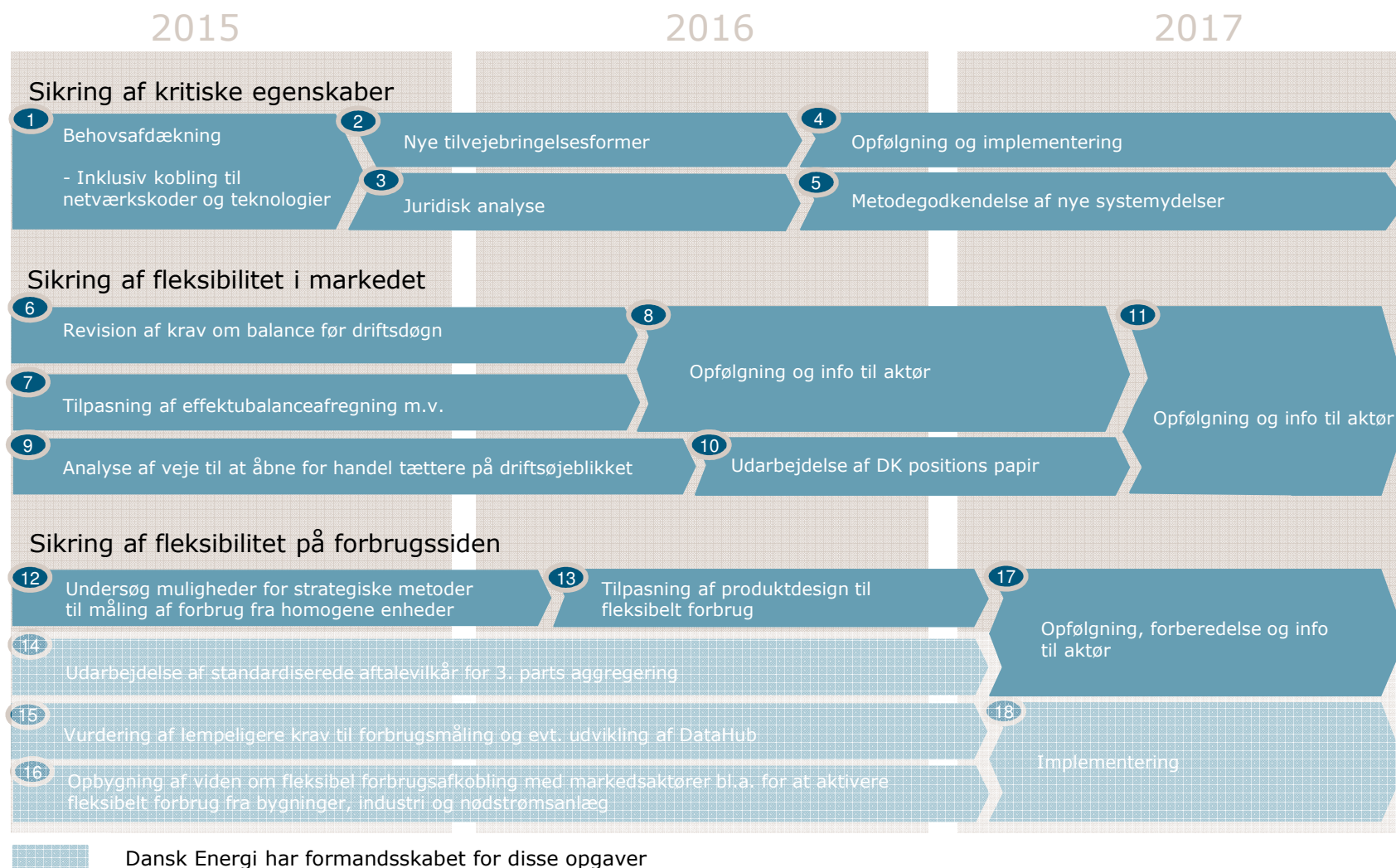


Vurderingsmodel til systemydelser

- I Markedsmodel 2.0 arbejdet blev tre-trins modellen identificeret
- Modellen bruges til at vurdere, om systemydelser er egnede til markedsgørelse eller eventuel anden afregning



Opsummering - systemydelse

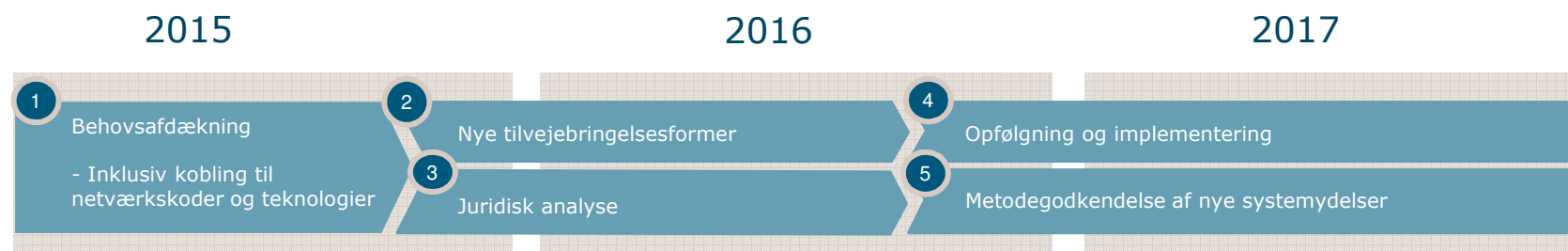
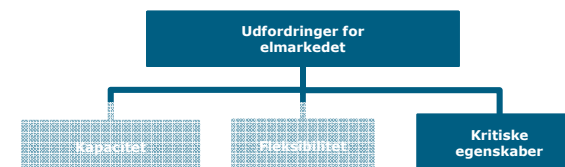


Opsummering – markedsudvikling og international samarbejde



Sikring af kritiske egenskaber

- Nye systemydelsesprodukter



Proces

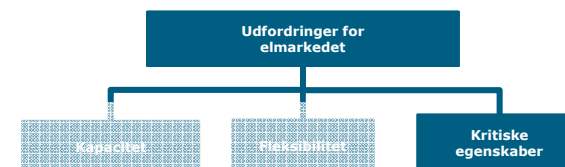
- I Markedsmodel 2.0 blev 3-trinsmodellen (behov + markedsdesign + implementering) udviklet
- Her blevet der lavet en "ønskeliste" af egenskaber som nærmere skulle analyseres
- På baggrund af kriterier omkring behov (hvor ofte benytter vi egenskaben) og omkostninger/værdi blev 9 egenskaber udvalgt af Energinet.dk
- Added Values har bidraget til analysearbejdet ved en rapport som beskriver omkostningerne og de tekniske muligheder for levering af de enkelte egenskaber.
- Energinet.dk har undersøgt behovet i forhold til den tidligere brug, og diskussioner om det fremtidig behov er igangsat.

Egenskaber udvalgt:

- Blok-ø-drift
- Forceret op-/nedkørsel
- Min/maks-krav til gradienter
- Revionsplanlægning mv.
- Ekstra frekvensregulering
- Kritisk effekt-/frekvensregulering
- Skærpet drift
- Sealed in production
- Nødstart

Sikring af kritiske egenskaber

- Nye systemydelsesprodukter



Resultater

- Der blev afholdt aktørworkshop den 21.04.16, hvor Energinet.dks forløbelige resultater og analyser blev diskuteret
- På workshoppen prioriterede aktørerne de 9 egenskaber
- Frem mod sommerferien pågår en intern analyse af behov for krav om blok-ø-drift med mål at afskaffe dette
- Derudover skal mulighederne for markedsgørelse af revisionsplanlægningen undersøges under rammerne af det stigende behov for internationalt samarbejde og den ny Guide Line System Operation (GL SO).
- Hvis der er et kendt behov for ekstra frekvensregulering eller forceret nedkørsel skal det undersøges, om det er muligt at indkøbe dette på forhånd.
- Generelt blev det på workshoppen diskuteret, at det skal være muligt for Energinet.dk at afregne alle typer af beordringer til cost-plus betaling som et input til den nye bekendtgørelse til elforsyningsloven
- Den nye GL SO sætter en række rammer for brugen af beordringer og Statsstøtte reglerne sætter en ramme omkring mulighederne for indkøb

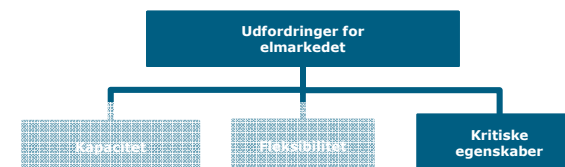
Fremadrettet

- Energinet.dk giver første status på arbejdet omkring blok-ø-drift og nødstart på aktørmødet den 19.maj
- Derudover vil der komme en status inden sommerferien på de øvrige analyser
- Til efteråret vil der komme en ny workshop
- Energinet.dk vil sikre forankring af budskaber omkring afregning af beordringer i arbejdet omkring elforsyningsloven



Sikring af kritiske egenskaber

- Nye systemydelser

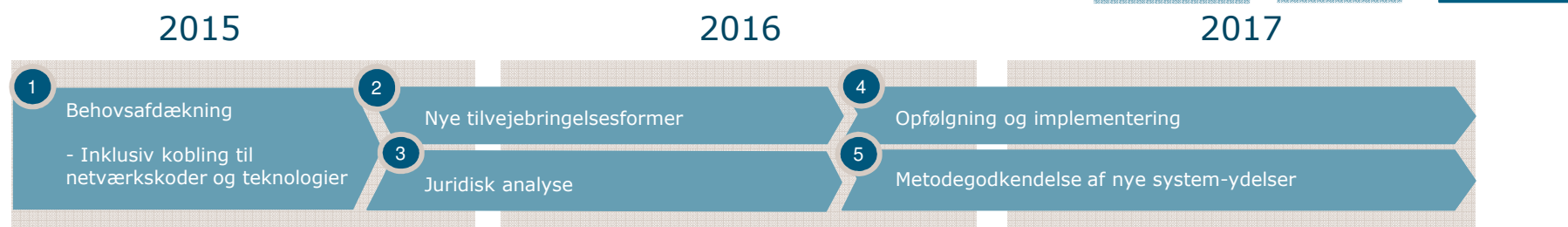


	2015	2016												2017			
	Q4	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Q1	Q2	Q3	Q4
MM2.0 Initiativ 1-5	1: Behov	2-3: Nye tilvejebringelsesformer og juridisk analyse												4-5: Metodegodkendelse og implementering			
Udvælgelse af kritiske egenskaber																	
Analyse af behov*																	
Ekstern analyse af markedspotentiale																	
Tilvejebringelsesformer og juridisk analyse																	
Aktørworkshops/ekstern information																	
Intern forberedelse af godkendelsesproces																	
Metodegodkendelse og aktørhøring																	

*Tiden til brug for analyse af behovet kan strække sig over en kortere eller længere periode, da egenskaberne kræver forskellig grad af analyse og ikke alle analyser begynder på en gang.

Sikring af kritiske egenskaber

- Systembærende egenskaber



Behov

Energinet.dk arbejder kontinuert med at højne transparensen i indkøbet og behovet for systembærende egenskaber

Aktiviteter i 2015 og 2016:

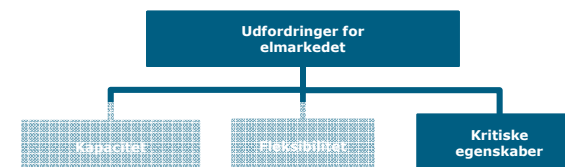
- Behovsanalyse af behovet for systembærende egenskaber i Vestdanmark for 2016 og 2020.
- Behovet for vestdanmark er offentliggjort på workshop med markedets aktører.
- Behovsanalyse for Østdanmark er startet.

Markedsdesign og rammer for indkøb

- Dialog omkring sommerindkøb 2016 og langsigtet markedsdesign, inkl. håndtering af Energinet.dks netkomponenter i 2016.
- Høringsproces forventes startet i løbet af andet halvår 2016.
- Juridisk analyse af de europæiske rammer for indkøbet herunder statsstøttere regler har været igangsat siden udgangen af 2015

Sikring af kritiske egenskaber

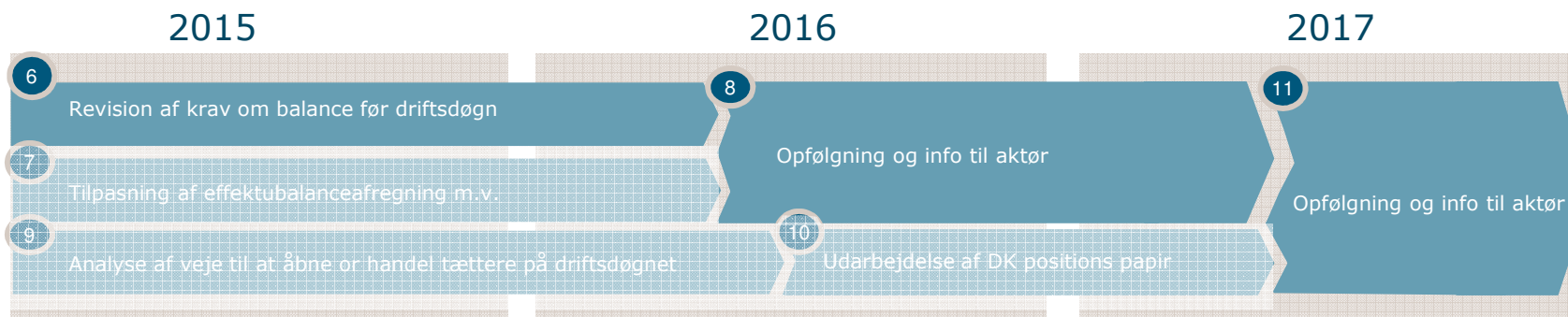
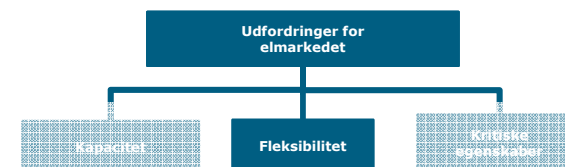
- Systembærende egenskaber



	2015	2016												2017			
	Q4	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Q1	Q2	Q3	Q4
MM2.0 Initiativ 1-5	1: Behov	2-3: Nye tilvejebringelsesformer og juridisk analyse												4-5: Metodegodkendelse og implementering			
Behovsanalyse	DK1				DK2												
Juridisk analyse, statsstøtte regler																	
Markedsdesign sommer 2016																	
Langsigtet markedsdesign udvikling																	
Metodegodkendelse																	
Implementering																	
Aktørworkshops/ bilaterale møder																	

Sikring af fleksibilitet i markedet

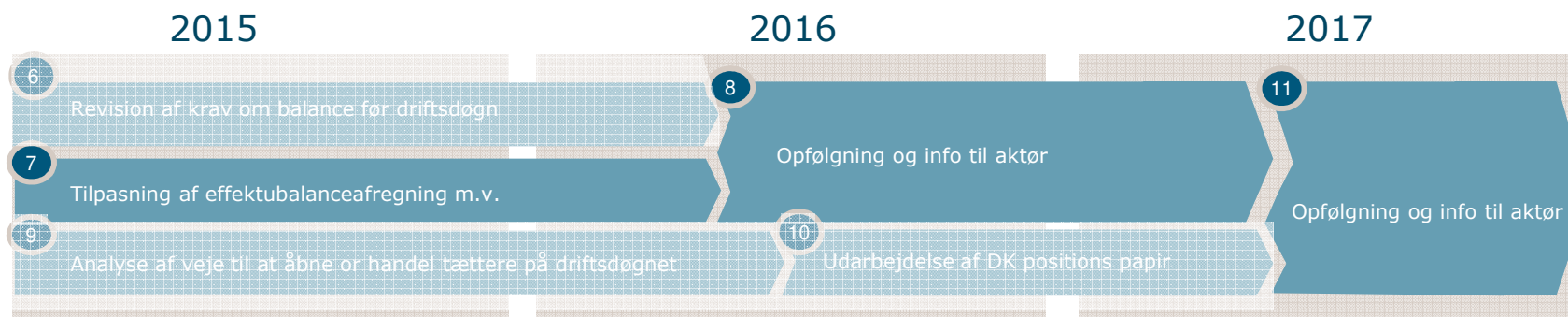
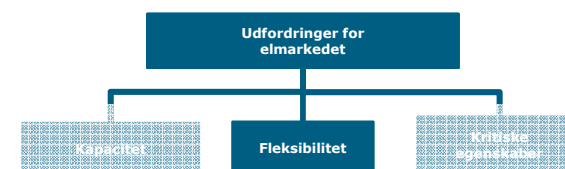
- Revision af krav om balance før driftsdøgn



- Den ny elforsyningslov blev i starten 2016 udskudt med et år fra 2017 til 2018
- Revision af forskrift C3 skal afvente Energistyrelsens nye elforsyningslov og forventes derfor først i 2018
- I praksis håndhæves kravet ikke, men aktørerne får en service meddelelse om, at de er i ubalance
- Energinet.dk undersøger mulighederne for at vedlægge et fortolkningsbidrag, hvori det fremgår, at der ikke er krav om balance før driftsdøgnet. Et sådant fortolkningsbidrag vil blive offentliggjort via Energinet.dks hjemmeside.

Sikring af fleksibilitet i markedet

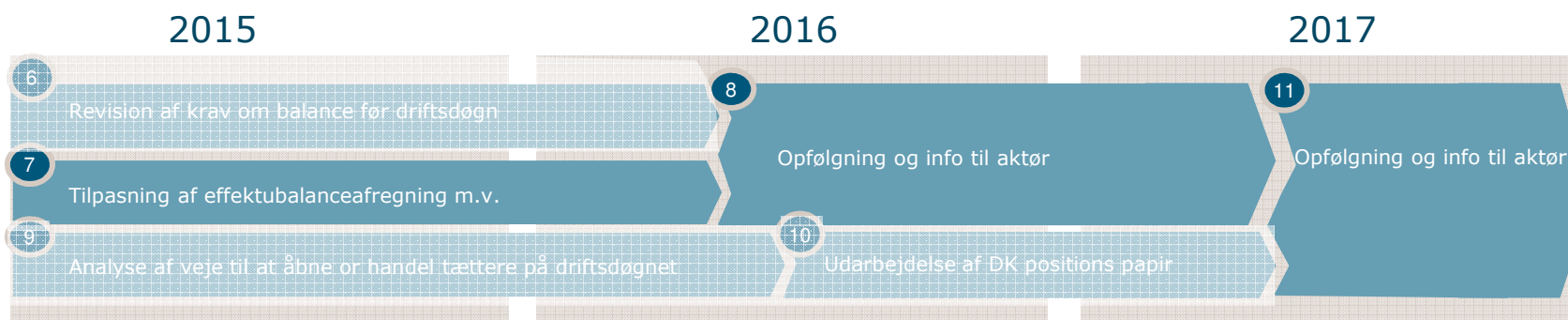
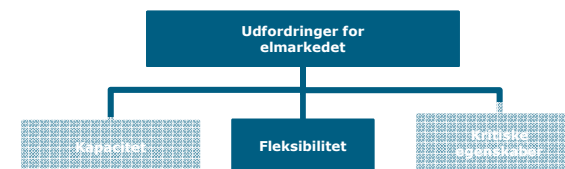
- Effektubalanceafregning



- I Vestdanmark (DK1) leverer fleksible producenter 5 min effektplaner til Energinet.dk
- Energinet.dk benytter effektplanerne til at forudsige ubalancer i systemet og vurdere behovet for aktivering af regulerkraft. Mindre ubalancer, der ikke kan håndteres gennem regulerkraft, udlignes af aFRR reserven.
- Energinet.dk kigger i samarbejde med en mindre gruppe af aktører på mulighederne for tilpasning af effektubalanceafregningen.
- Arbejdsgruppens forslag vil blive diskuteret i aktørarbejdsgruppen for systemydelser.
- Eventuelle tilpasninger vil kræve metodegodkendelse af Energitilsynet
- Tilpasning af effektubalanceafregningen vil på lidt længere sigt blive påvirket af implementeringen af Electricity Balancing Guideline

Sikring af fleksibilitet i markedet

- Prioritering af 1-pris model og manglende bud i forhold til reservekrav



Baggrund

- Diskussion om, hvorvidt ubalancepriser afspejler omkostning ved balancering og om kombineret 1-2 pris model skaber incitament til at stille bud til rådighed på balancemarkedet
- Udkast til Electricity Balancing Guideline (EB GL) anbefaler 1-prismodel og pt. ingen anbefaling på ubalance omkostning

Tiltag

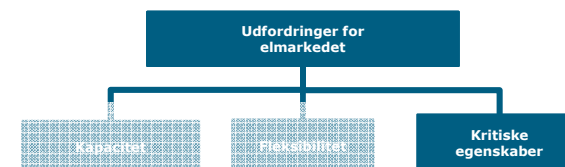
- Ændring af ubalanceafregning afhængig af nordisk enighed
- Igangsat proces i nordiske TSO samarbejde og opstarts workshop afholdt medio april
- Nordisk dialog om holdning til EB GL

Fremadrettet

- Q3 2016: Udarbejdelse af projekt og roadmap for udvikling af nordiske regulerkraftmarked, inkl. plan for aktørinvolvering og udarbejdelse af EB GL
- Projekt forventes at følge milepæle i EB GL, oplæg til ubalanceafregning 1 år efter ikrafttræden (forventet primo 2017)

Sikring af kritiske egenskaber

- Prioritering af 1-pris model og manglende bud i forhold til reservekrav

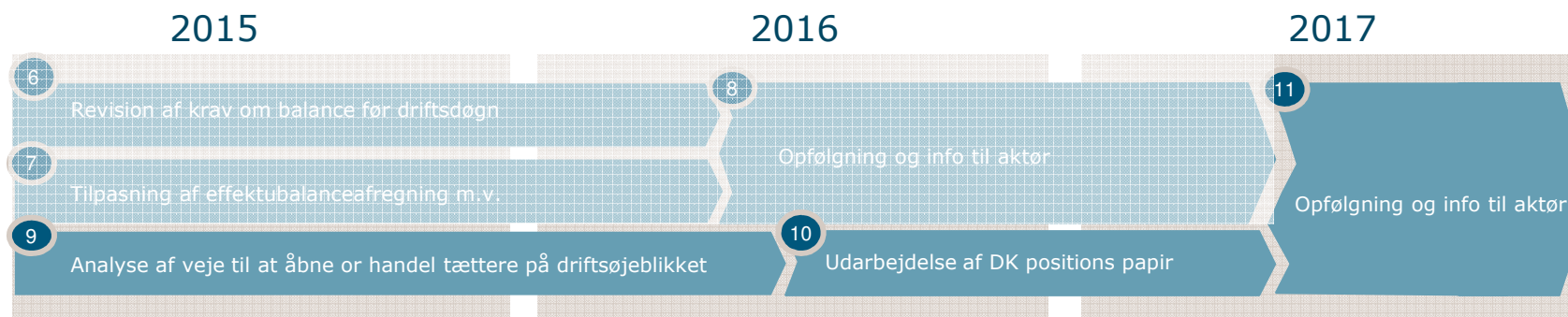
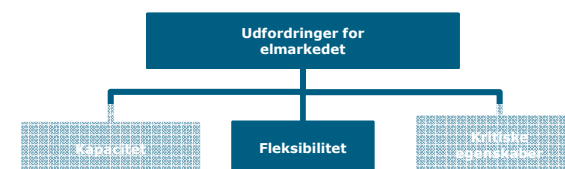


	2015	2016												2017			
	Q4	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Q1	Q2	Q3	Q4
MM2.0 Initiativ 7	7: Tilpasning						8+11:Opfølgning og info til aktører										
Electricity balancing guideline (forventet)	Udarbejdelse af udkast til retningslinje (ENTSO-E og ACER)						Komitologi (forventet)						EB GL træder i kraft (forventet)*				
Udarbejdelse Terms of Reference																	
Igangsættelse af roadmap og nordisk projekt																	
Aktørworkshops																	

*EB GL fuldt implementeret 6 år efter ikrafttræden, imbalance settlement implementeret 2 år efter ikrafttræden

Sikring af fleksibilitet i markedet

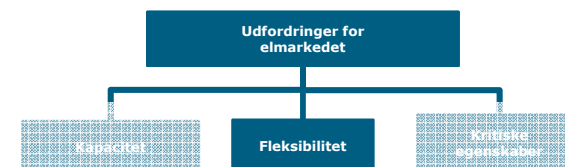
- Handel tættere på driftsøjeblikket



- Energinet.dk har analyseret hvad der ligger af muligheder for at flytte Gate Closure Time (GCT) for henholdsvis Intraday og manuelle regulerkraftmarked. Herunder i arbejdsgangen i kontrolcentret med at udføre balanceringen.
- De foreløbige resultater vil blive diskuteret med aktører til aktørarbejdsgruppemøde den 19. maj 2016
- Næste skridt efter dialog med aktørerne, er at tage en nordisk diskussion, da GCT skal harmoniseres på nordisk niveau – og senere i forbindelse med Electricity Balancing Guideline på EU niveau

Sikring af fleksibilitet i markedet

- Handel tættere på driftsdøgnet

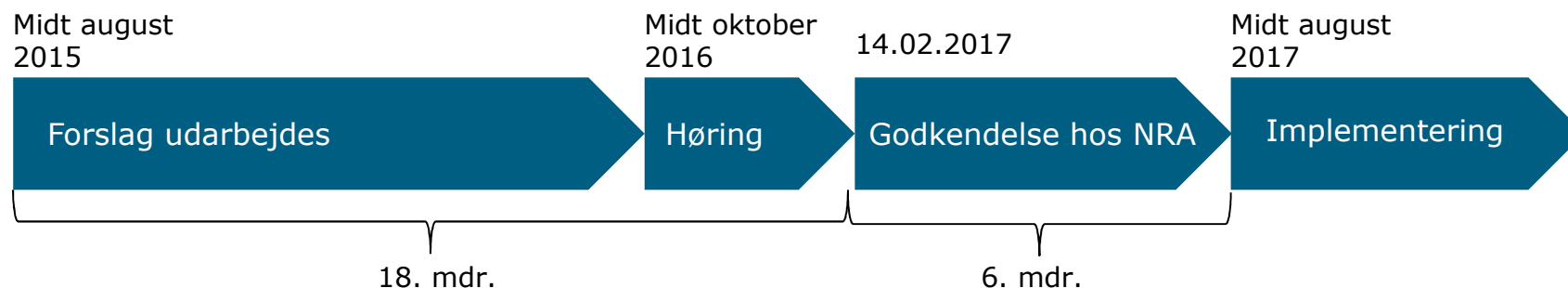


	2015	2016												2017			
	Q4	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Q1	Q2	Q3	Q4
MM2.0 Initiativ 9-10		9. Analyse af veje til at åbne og handel tættere på driftsdøgnet 10: Udarbejdelse af DK positions papir												10: Udarbejdelse af DK positions papir			
Opsamling af baggrunds info																	
Intern teknisk analyse i samarbejde med Eldriften																	
Diskussion med aktører																	
Diskutere oplæg til Nordisk projekt med MSG																	
Nordic Project Kick-off																	
Udarbejdelse af DK position Paper																	

Hæve prisloft

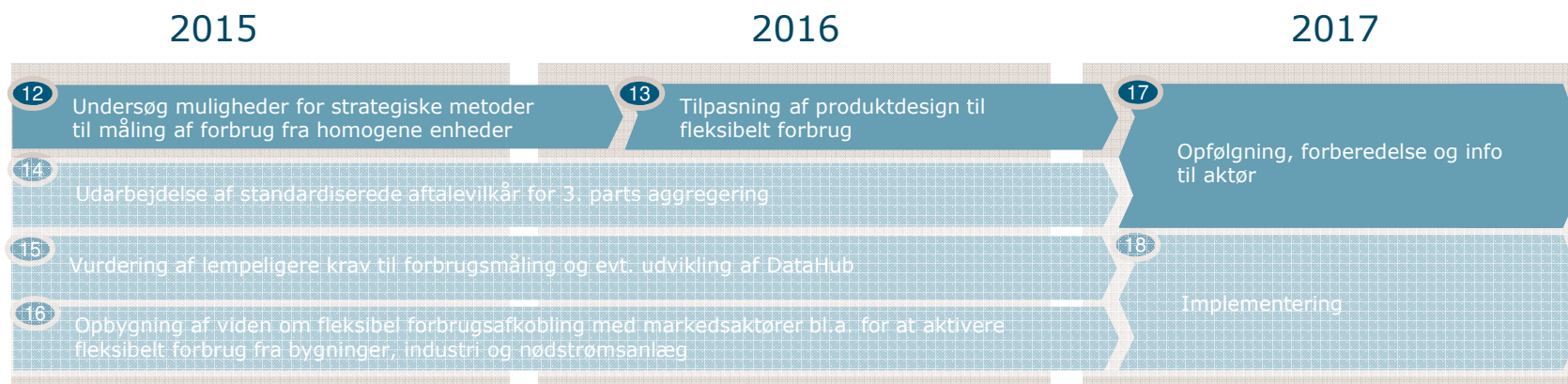
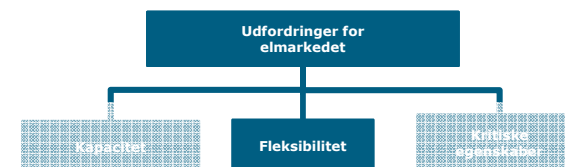


- Energinet.dk foreslår at hæve prisloftet til 15.000 €/MWh i trin af 2.000 €/MWh.
- Vedtagne netværkskode for Capacity Allocation Calculation Mechanisms (CACM) stiller krav til harmoniserede prisgrænser og prisbund i Day-ahead og Intraday markedet. Arbejdet skal initieres af Nominated Electricity Market Operators (NEMOs.)
- Energinet.dk vil arbejde for, at forslagene til prisloft og prisbund bliver en del af de harmoniserede maksimums- og minimumspriser, som skal sendes til godkendelse hos regulatorerne senest 14. februar 2017.



Sikring af fleksibilitet i markedet

- Pilotprojekt for integration af ny teknologi på systemydelsesmarkedet

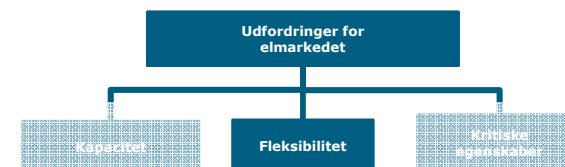


Status

- Pilotprojektet har sine rødder i Markedsmodel 2.0 og Strategi for systemydelser
- Udfordringen er, at de nye teknologier ikke passer ind i de gældende markedsrammer og tekniske krav
- Pilotprojektets mål er at teste og identificere ny krav/rammer for en effektiv integration af nye teknologier i elsystemet
- Der har været afholdt aktørworkshop i november 2015 med ca. 20 eksterne deltager, hvor barriererne ydermere blev diskuteret
- Aktørerne blev præsenteret for muligheden for at deltage i pilotprojektet (hvor omkostningerne dækkes af de deltagende aktører selv)
- Ansøgningsfristen var januar 2016

Sikring af fleksibilitet i markedet

- Pilotprojekt for integration af ny teknologi på systemydelsesmarkedet



Resultater

- Deltagerne i pilotprojektet er EnergyCool, DTU/NIKOLA, EnergiDanmark og Insero, og NeoGrid
- Projekterne ønsker at finde nye løsninger i forhold til:
 - Online måling – både i forhold til leverancer og brug af indbygget målere
 - Verificering – godkendelse til levering og test af leverancen
 - Baseline for forbrug – metoder til at lave baseline målinger
 - Brug af DataHub – hvem kan få adgang og hvilke data
 - Aggregering på tværs af BRP'er – parallelt med projektet i samarbejde med Dansk Energi

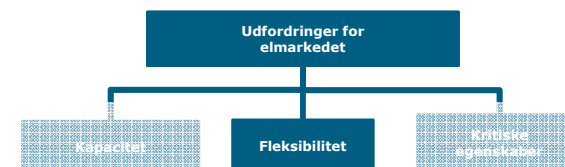


Næste skridt

- Sikre af koordinering og sparring på tværs af projekterne
- Projekterne har løbende projektgruppemøder sammen med Energinet.dk
- Der kommer en workshop til efteråret, så der er mulighed for vidensdeling på tværs af branchen.

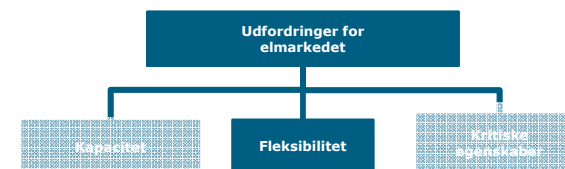
Sikring af fleksibilitet i markedet

- Pilotprojekt for integration af ny teknologi på systemydelsesmarkedet



	2015	2016												2017			
	Q4	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Q1	Q2	Q3	Q4
MM2.0 Initiativ 12, 13, 17	Op-start	Tilpasning af produktdesign til fleksibelt forbrug												Opfølgning, forberedelse, info til aktør			
Opstart af projekt og krav til pilot projekter																	
Ansøgningsperiode																	
Opstart af pilot projekter																	
Godkendelse og test af levering af ydelser																	
Implementering af nye krav og rammer*																	
Aktørworkshops																	
<i>*Implementeringen kan ske tidligere, hvis der er krav/rammer som er åbenlyse at ændre inden pilotprojekterne afsluttes</i>																	

Sikring af fleksibilitet i markedet





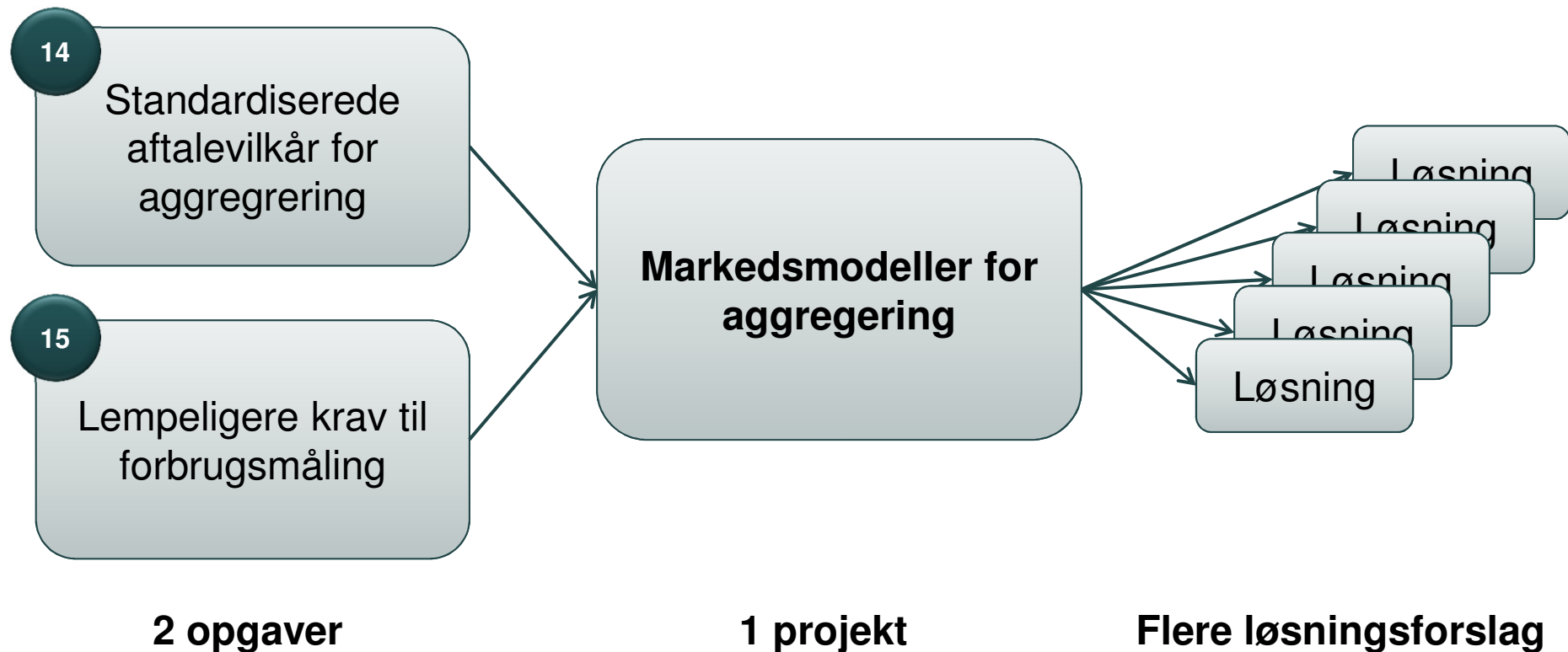
Status for aktivitet 14, 15 og 16

Afdelingschef Filip Marrot Sundram

12. maj 2016 Elaktørforum

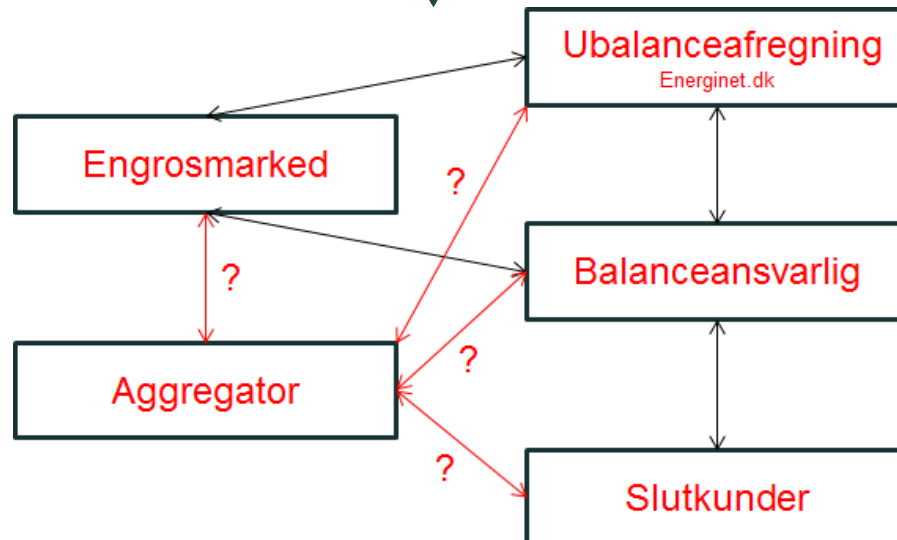


ENDK, DI og DE har igangsat fælles projekt for aktivitet 14 og 15



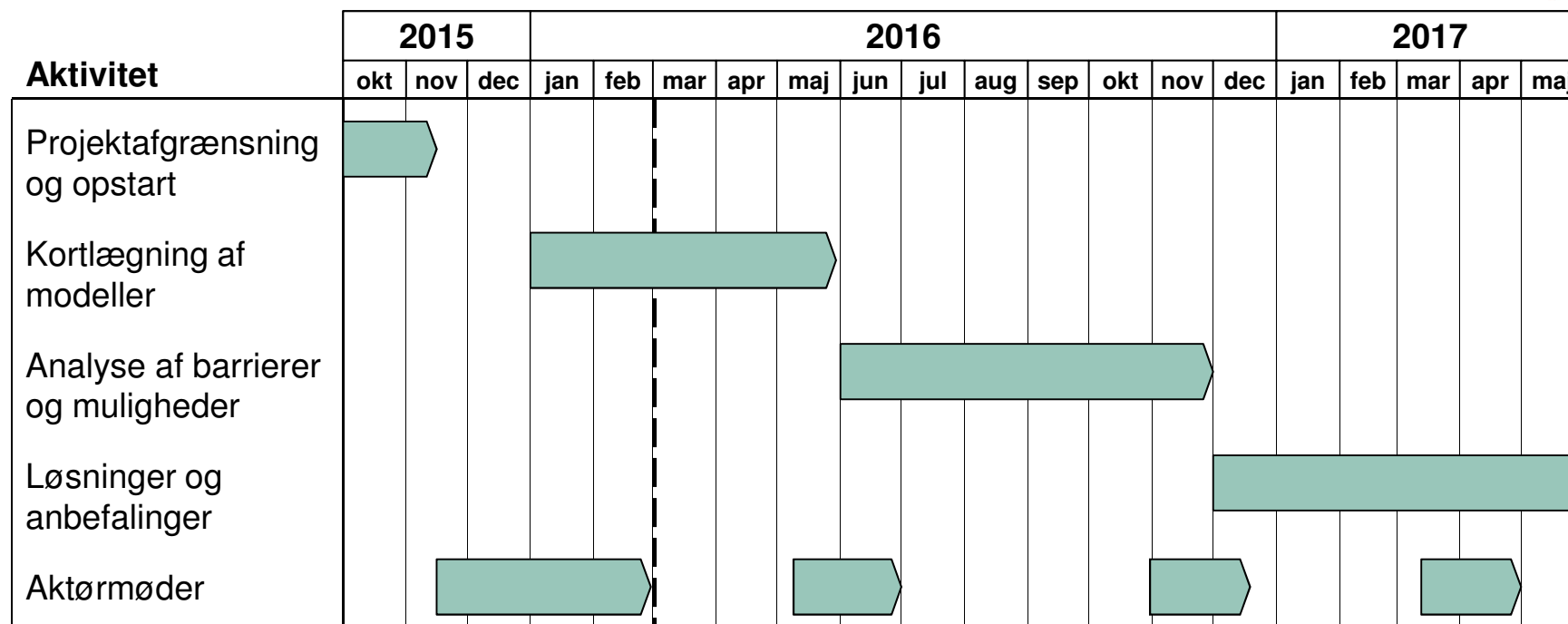
Aktivitet 14 og 15: Kortlægning af relevante markedsmodeller

Kortlægge relevante markedsmodeller for aktivering af aggregeret, fleksibelt elforbrug for uafhængige aggregatorer.



- (1) Hvilke konkrete ydelser kan der leveres fra aktivering af aggregeret, fleksibelt forbrug?
- (2) Hvilket relevant marked kan disse ydelser leveres ind i - fx spot, intraday eller markedet for systemydelser?
- (3) Hvilke tab og/eller gevinster, kan elleverandører og balanceansvarlige få, når en uafhængig aggregator opererer på de målepunkter, som de samtidigt betjener?
- (4) Hvorledes kan ydelser fra aktiveret fleksibelt forbrug konkret verificeres og afregnes mellem kunder, aggregator, elleverandør og balanceansvarlig.
- (5) Hvilke af de mulige markedsmodeller, vurderes at være mest hensigtsmæssige i lyset af modellernes kompleksitet og konsekvenser.

Aktivitet 14 og 15: Procesplan



Aktørworkshop i regi af iEnergi

Styregruppe og projektteam: DI, Energinet.dk, Dansk Energi

Aktivitet 16: Opbygning af viden om fleksibel forbrugsafkobling



Målsætninger

- Viden skal udbredes blandt indehavere af nødstrømsanlæg (Hospitaller, spildevandsrensningsanlæg, detailhandlens centrallagre)
- Viden skal udbredes blandt større elforbrugere (FSE m.fl.)
- Elhandleres udbud af fleksibilitetsydelser skal belyses (Dansk Elhandel)
- **Succeskriterie:** Hovedorganisationer skal som minimum være vidende om nytte af fleksibelt forbrug

Resultater indtil videre:

- Kontakt etableret med Danske Regioner, Dansk Erhverv og DANVA
- Oplæg om nødstrømsanlæg udformet (iEnergi, ENDK og EnergiDanmark) – videresendt til Danske Regioner m.fl. Mhp. videre dialog om potentialet
- Tema-dag afholdt den **28. januar** for medlemmer hos de tre nævnte + FSE om fleksibelt el – forholdsvis svag tilslutning (20) og ikke interesse hos Danske Regioner, Dansk Erhverv og DANVA for at reklamere herfor.
- Har tilbudt light-udgave af tema-dagen til de tre organisationer
- Overveje en hensigtsmæssig introduktion til fleksibelt forbrug som et modul i relevante Dansk Energi kurser om elmarkedet

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Implementering af markedskode

Elaktørforum 12. maj 2016



Status for Network Codes/Guidelines

NC/Guideline	2015				2016			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (CACM)		Offentliggjort i juli	Trådt i kraft 14. aug.					
Forward Capacity Allocation Guideline (FCA)				Godkendt 30. okt. i ECBC			Forventes at træde i kraft i juli	
Electricity Balancing Guideline (EB)			Positiv ACER opinion 22. juli			Forventes at starte ECBC i juni		
Requirements for Generators (RfG)		Godkendt 26. juni i ECBC				Træder i kraft den 17. maj		
Demand Connection Code (DCC)				Godkendt 16. okt. i ECBC			Forventes at træde i kraft i september	
HVDC Connection Code (HVDC)			Godkendt 11. sep. i ECBC				Forventes at træde i kraft i september	
Transmission System Operation Guideline (SOG)						Godkendt 4. Maj i ECBC		
Emergency and Restoration (ER)		Positiv ACER opinion 24. juni				Forventes at starte ECBC i maj		

Rådet og Europa-Parlamentet: Regulatory procedure with scrutiny

Pre-comitology

Forordning - Implementering

Komitologi (Electricity Cross Border Committee)

CACM

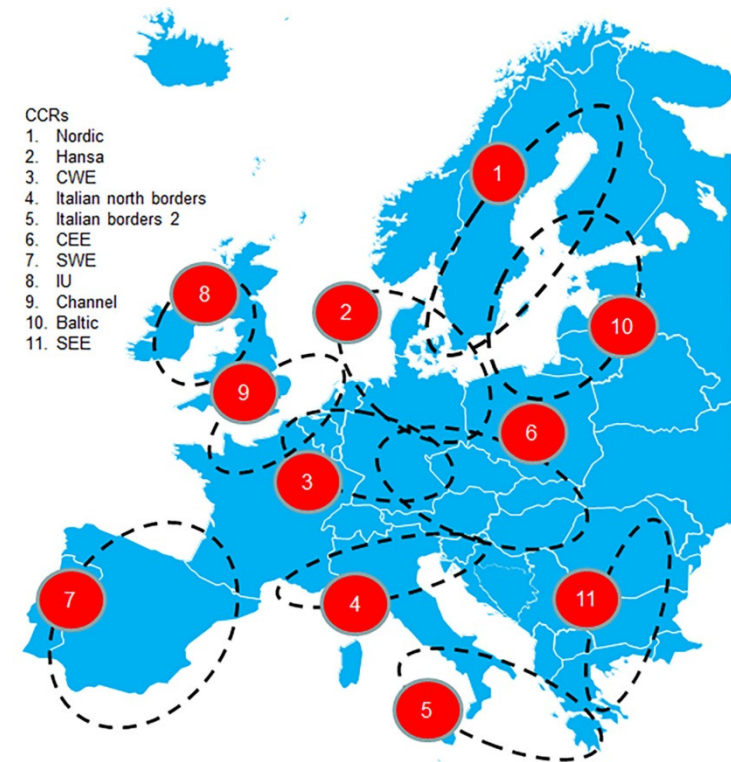
Elaktørforum 12. maj 2016

Lene Egeberg-Gjelstrup, Energinet.dk

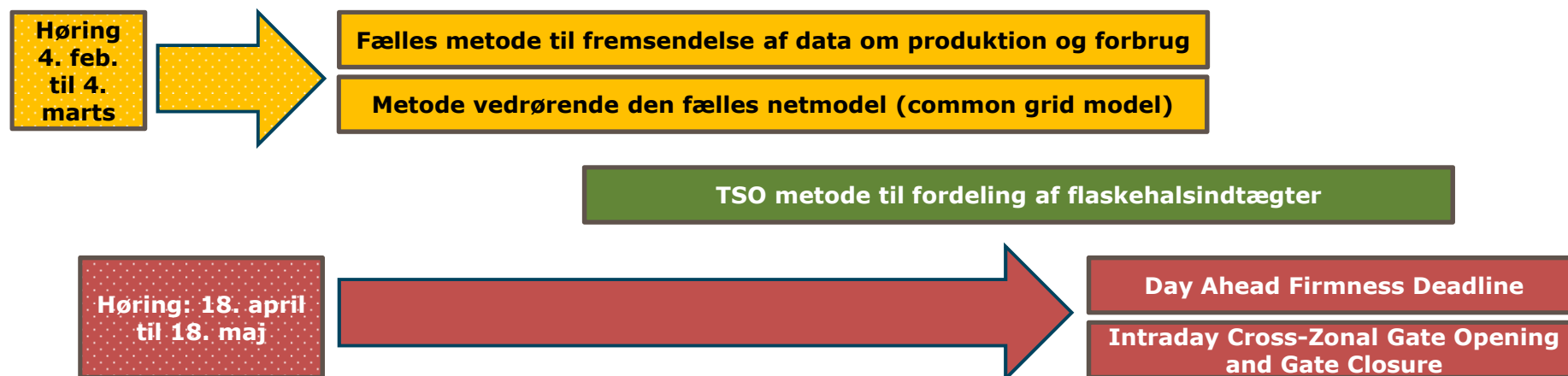
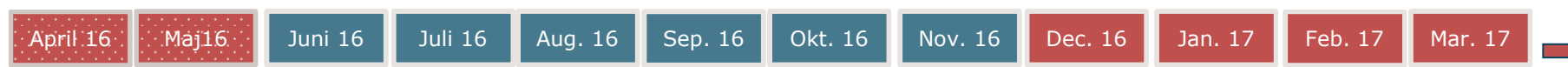


Capacity Calculation Regions - CCR

- TSO forslag sendt til godkendelse hos de nationale regulatorer november 2015
 - "All TSOs" opgave – "all NRAs" godkendelse
- Energinet.dk med i to regioner
 - CCR Nordic og CCR Hansa
- Godkendelse den 17. maj 2016
 - Afgør deadlines for flere regionale opgaver
- **MEN: der kommer ikke en godkendelse – opgaven videregives til ACER**
 - **Dermed forsinkes en del deadlines i CACM og FCA**
 - **Det er desuden usikkert, om alle 11 regioner bliver godkendt – sammenlægninger er sandsynligt**



CACM høringer og deadline for godkendelse "All TSOs" forslag

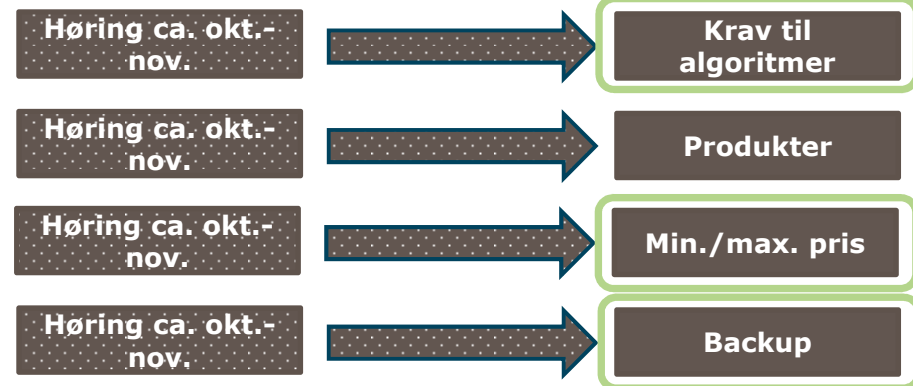


Implementering sker efter regulatorgodkendelse af de enkelte forslag – implementeringsplan udarbejdes samtidig med forslag

CACM høringer og deadline for godkendelse "All NEMOs" forslag



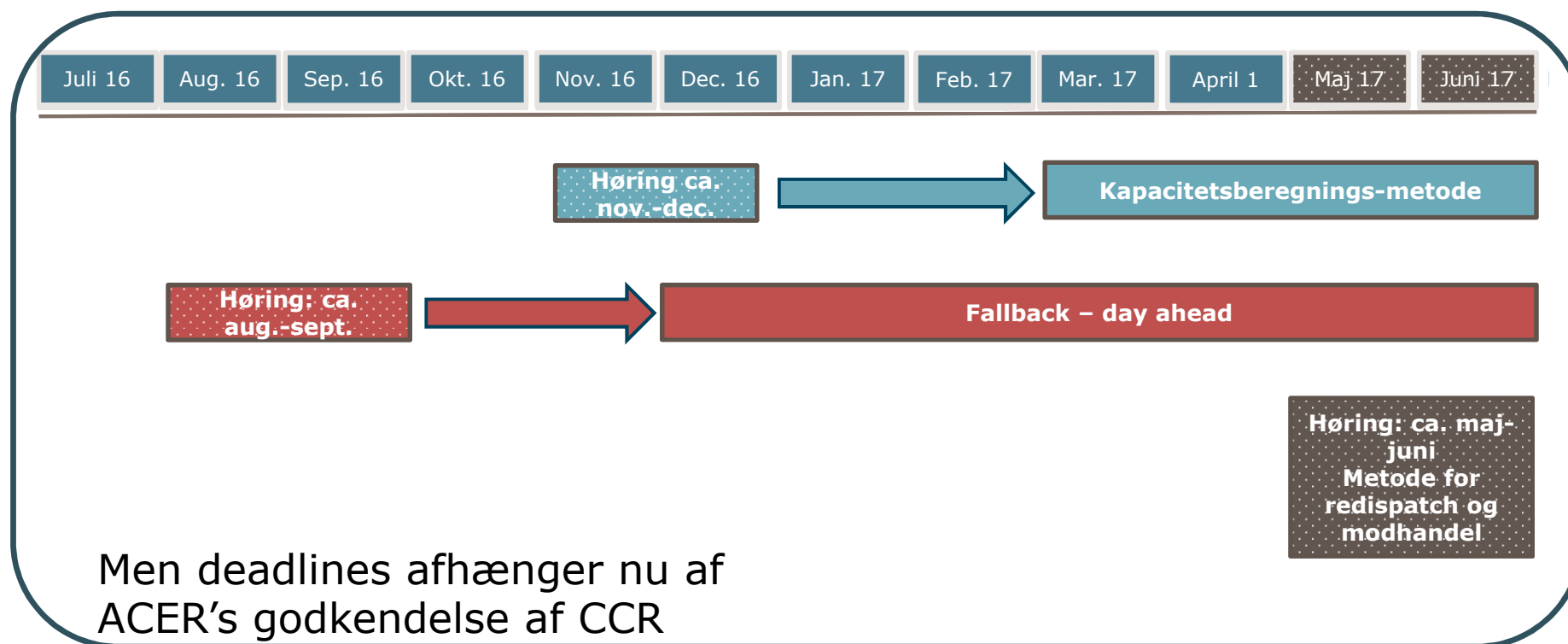
NEMO plan for markedskoblingsfunktioner (MCO)



**Samarbejde
med TSOer**

CACM høringer og deadline for godkendelse

Regionale forslag



Regionale forslag, hvor høring i 2016 forsinkes af manglende CCR godkendelse

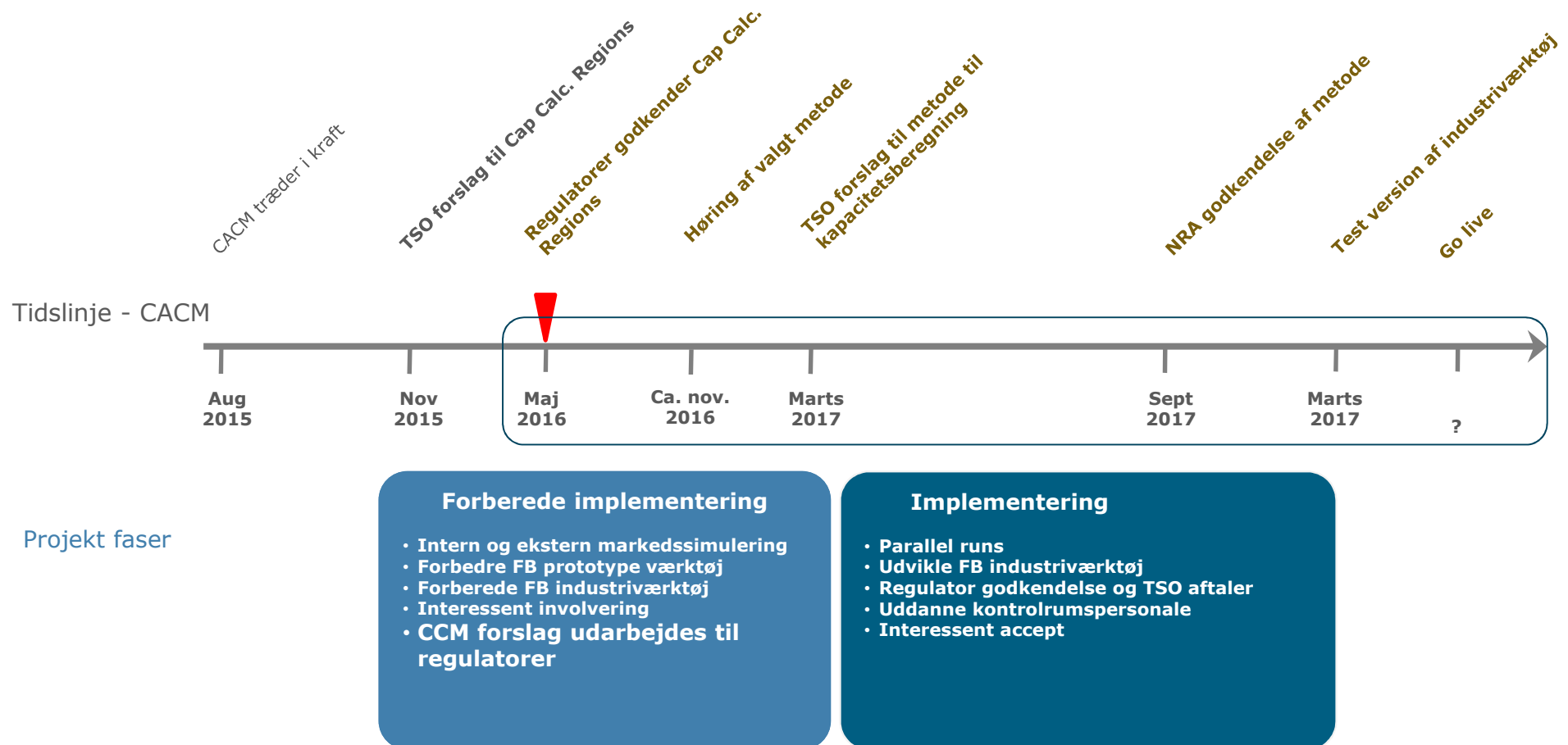
Kapacitetsberegningsmetode (Capacity Calculation method – CCM)

- "Coordinated net transmission capacity" (CNTC) eller flowbased

Forslag til fallback

- En procedure til at sikre transparent og ikke-diskriminerende kapacitetstildeling og prisberegning, hvis Day-Ahead markedskoblingen ikke kan levere et resultat

Flowbased projektet fokuserer på forslag til CCM



Forslag til Fallback

Det forventes, at de kommende fallback forslag vil ligne nuværende procedurer, dog tilpasset en situation med flere NEMOer

- Deadlines og regioner lige nu uklare



- Norden holdes altid sammenkoblet
- Nord Pool regner indtil kl 20:00
- Hvis der ikke kan beregnes et resultat, bruges resultat fra dagen før (hvis weekend, fra weekenden før)



- Forbindelserne i CCR
Hansa overgår til "shadow auction" (skyggeauktion)
- JAO gennemfører eksplicit auktion over kapacitet
- Aktører skal have underskrevet aftale med JAO for at deltage
 - regler er på JAO's hjemmeside
- Nord Pool genåbner ordrebog

Status for flere NEMO(er) i Norden

- Nord Pool er udpeget NEMO i Danmark, Sverige, Finland. Fungerer desuden som "NEMO" i Norge
- NEMO: nominated electricity market operator
- EPEX Spot har informeret de nordiske regulatorer, at de ønsker at tilbyde deres service for Day Ahead og Intraday i henhold til CACM artikel 4(5) ("passporting NEMO")
- Enighed om at lave en fælles Nordisk løsning – deadline juni 2016
- Løsning skal ikke sendes i offentlig høring
- Forventet go-live er Q4 2017, men afhænger af regulatorgodkendelse, implementering af andre krav i CACM, herunder eksempelvis XBID (Intraday)

The logo for Nord Pool, consisting of the words "NORD" and "POOL" stacked vertically in a bold, dark blue, sans-serif font.The logo for EPEX SPOT, with "EPEX" in dark blue and "SPOT" in orange, separated by a stylized orange 'X'.

FCA og PTR/FTR

Elaktørforum 12. maj 2016

Nanna Foller Larsen, Energinet.dk



Forward Capacity Allocation - status

FCA forventes ikke at træde i kraft før juli 2016.

- Udarbejdelsen af metoderne kører efter samme proces som CACM.



Høring af markedsaktører:

- Varighed: 1 måned
- Alle høringssvar (både regionale og europæiske høringer) afgives via ENTSO-E's webbaserede værktøj
- **Energinet.dk informerer som hidtil om høringerne på Aktørforum og via hjemmesiden**



Hovedemner i FCA

- Capacity calculation method
- Common grid model

Følger begge efter CACM processen

- Lange transmissionsrettigheder
Artikel 30, 31 og 36

- Harmonised allocation rules
Artikel 42, 51, 52, 57, 61 og 36

- Single allocation platform



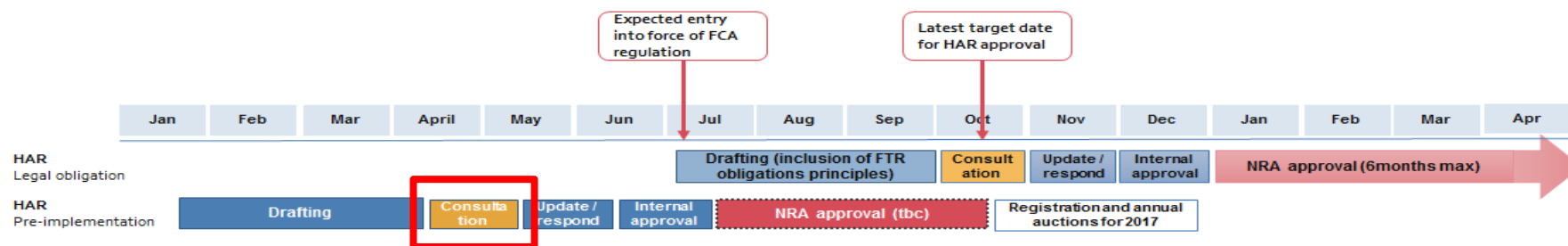
Lange transmissionsrettigheder (LTR)

- Beslutning om indførelse af LTR fortages af NRAerne inden 6 måneder efter at FCA er trådt i kraft.
- Beslutningen baseres på
 - Vurdering af hedging muligheder
 - Fortages af NRAerne
- Design af LTR fortages i regionerne.
 - Danmark forventes at være med i to regioner CCR Nordic (1), CCR Hansa (2).



Opdatering af HAR reglerne

- Indenfor 6 måneder efter ikrafttrædelse af FCA skal HAR tilpasses
- Aktørerne har efterspurgt at HAR reglerne opdateres i løbet af sommeren således, at de nye regler kan blive benyttet for 2017.
- TSOerne og NRAerne er villige til at foretage en tidlig implementering.
- Den tidlige implementering vil ikke være den obligatoriske implementering, som FCA kræver og processen vil således blive gentaget efter at FCA er tråd i kraft.



Høring af opdaterede HAR regler ligger på ENTSO-E's hjemmeside og løber til den 18. maj 2016

Energinet.dk har sammen med TenneT og 50Hertz valgt at implementere rene HAR regler fra 2017.

- I overensstemmelse med Energitilsynets og BNetzA's forventning.

Nøgle ændringer

Nøgle ændringerne relatere sig til firmness artiklerne (53, 56, 58 og 59)

1. Long term firmness deadline fjernes.
2. Kun mulig for TSOen at begrænse "to secure operation remains within operational security limits" og force majeure.
 - Ingen "system security" og "emergency system"
3. Loft for compensation sættes til flaskehalsindtægten for året.
 - Ved DC forbindelser – flaskehalsindtægten for måneden
4. Afregningen af compensation vil ske efter udløb af periode for loft for at mindske risiko eksponeringen.

Nuværende regler

Nøgle ændringerne relatere sig til firmness artiklerne (53, 56, 58 og 59)

LT Auction		Send rights document	Gate closure LT nominations	Gate closure DA market	Intraday trading	Realisation
		D-2, 13:00	D-1,10:00	D-1, 12:00		
			Long Term Firmness deadline (D-1,10:00)		Day-ahead Firmness Deadline (D-1, 11:30)	
System security						
Compensation		Positive DA market spread at the concerned border in the concerned direction (Marginal price if DA prices are not calculated)		Positive DA market spread at the concerned border in the concerned direction	not applicable	
Cap for compensation		LT (Auction) congestion income in the month of curtailment at the concerned border in both directions		Congestion income (LT Auction + DA) in the month of curtailment at the concerned border	not applicable	
Emergency Situation						
Compensation		Positive DA market spread at the concerned border in the concerned direction		Positive DA market spread at the concerned border in the concerned direction	Positive market spread of the relevant market at the concerned border in the concerned direction	
Cap for compensation		LT (Auction) congestion income in the month of curtailment at the concerned border in both directions		Congestion income (Auction + DA) in the month of curtailment at the concerned border	No Cap	
Force Majeure						
Compensation		Marginal price of the initial Auction		Marginal price of the initial Auction (Weighted avg. of marginal prices of all auctions if no marginal price)	Marginal price of the initial Auction	
Cap for compensation		No Cap		No Cap	No Cap	

Note: "not applicable" betyder at kompenseringsreglerne er beskrevet i CACM og udledes ikke direkte fra HAR

Bilag

Nye regler- Ingen long term firmness deadline

LT Auction	Send rights document	Gate closure LT nominations	Gate closure DA market	Intraday trading	Realisation
	D-2, 13:00		D-1, 12:00		

Ensure operation remains within operational security limits

Day-ahead Firmness Deadline (D-1, 11:30)

Compensation	market spread	not applicable
Cap for compensation	congestion income in the relevant calendar year	not applicable
For DC interconnector		
Cap for compensation	congestion income in the relevant calendar month	not applicable

Force Majeure

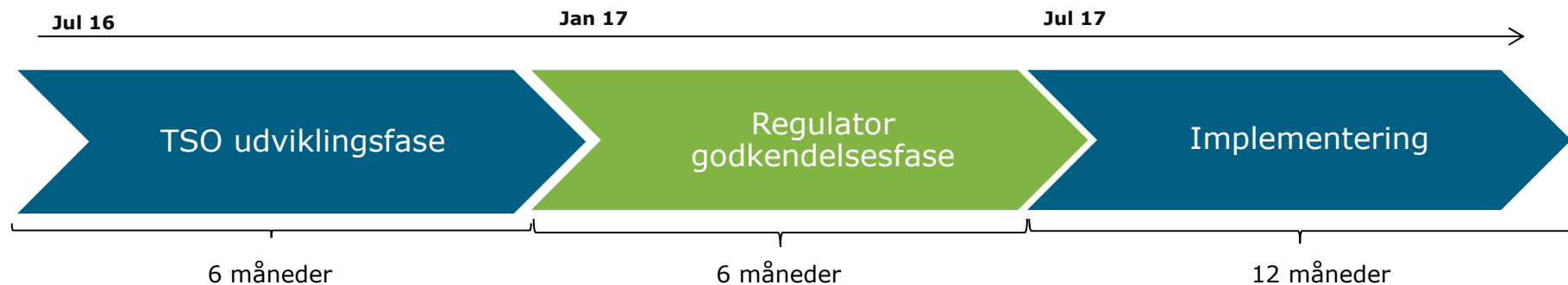
Compensation	Marginal price of the initial Auction	Marginal price of the initial Auction
Cap for compensation	No Cap	No Cap

Afregningen af kompensation vil ske efter udløb af perioden for loft(cap) for at mindske risiko eksponeringen.

Note: "not applicable" betyder at kompenseringsreglerne er beskrevet i CACM og udledes ikke direkte fra HAR

Single allocation platform

- Forslag til en etablering af en single allocation platform til LTR, skal udarbejdes inden 6 måneder efter at FCA er trådt i kraft.
- "All TSOs" opgave – "all NRAs" godkendelse.
- Forventeligt JAO i fremtiden.

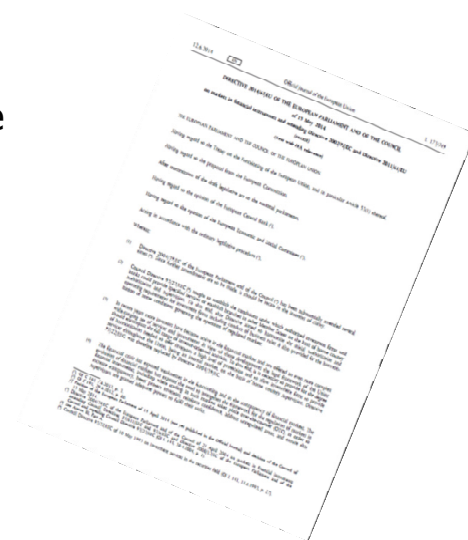


Finansielle transmissionsrettigheder

- Kommissionen har forslået og Parlamentet har godkendt at MiFID II direktivet udskydes et år til 2018.
- Implementering af Finansielle transmissionsrettigheder (FTR) til 2017 er derfor nu ikke længere sikkert.

Delegated act for MiFID II – offentliggjort 25. april:

- Transmissionsrettigheder solgt i det primære marked vil være undtaget for at være et finansielt produkt i MiFID II direktivet. [Link til Delegated regulation.](#)



Status på Guideline Electricity Balancing

Elaktørforum den 12. maj 2016

Martin Møller, Energinet.dk



Indhold af Balancing Guideline (GL EB)

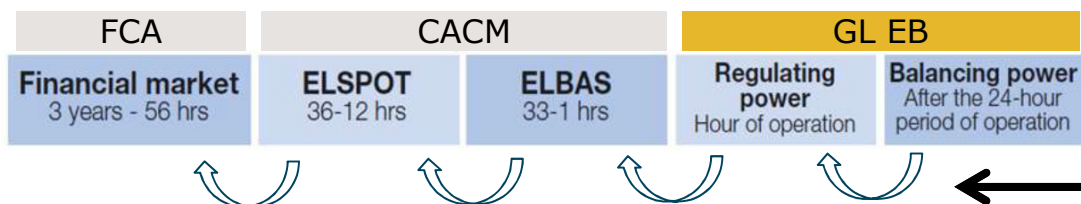
Hoved Sektioner

- I. GENERALLE PROVISIONER
- II. BALANCE MARKEDET
- III. KØB AF BALANCE YDELSER
- IV. CROSS-ZONAL KAPACITET FOR BALANCE YDELSER
- V. AFREGNING

Yderligere Sektioner

- VI. ALGORITMER
- VII. RAPORTERING
- VIII. COST-BENEFIT ANALYSER
- IX. AFVIGELSER OG OVERVÅGNING
- X. OVERGANGS OG ENDELIGE PROVISIONER

EU forventer et fælles
balancemarked allerede 6 år efter
ikrafttrædelse af Guideline



Designet af balancemarkedet, især
ubalanceafregning har en afsmittende
effekt på alle de tidligere markeder

Status Guideline Electricity Balancing

- 16/9-2014 Entso-E afleverer endeligt udkast til ACER
- 22/7-2015 ACER anbefaler koden, og sender den videre til Kommissionen
- Seneste version tilgængelig fra Kommissionen er dateret til 4/3-2016 → Guideline
- Komotologi forventes at kunne påbegyndes i starten af sommeren 2016
- Det forventes at Guideline'en kan træde i kraft i løbet af foråret 2017



Salg af balance ydelser i et fælles marked

Markedsaktører får mulighed for salg af:

- Kapacitet, primært aFRR og mFRR
- Energi via aFRR, mFRR og RR standardprodukter

mFRR standardprodukter med henholdsvis 5,10 og 15 minutters aktiverings tid – er der behov for alle ?

Alle bud skal i princippet på en fælles bud liste, hvor en algoritme skal udvælge de relevante bud – ud fra en forespørgsel fra de enkelte TSO'er.

Detaljer omkring standard produkter, diskuteres på europæiske aktørmøder

Udfordringer nu og senere

- Adskillige nøgleområder er underlagt "ALL TSO Decisions" , som først skal træffes efter koden er trådt i kraft.
- Guideline er blevet tilpas diffus, så den formentlig kan godkendes i Komitologi – men de endelige kampe venter forude

Mål for ubalanceafregning

Eksempel

Ikke senere end et år efter ikrafttrædelse, så skal alle TSO'er udvikle et forslag som harmoniser hovedelementerne af ubalanceafregning. (Beregning af position, enkelt/to-pris model, komponenter i ubalanceprisen.....)

PT er hoveddiskussionen relateret til oprettelse af CoBA'er

- Hvad skal harmoniseres i et CoBA og hvad skal ikke
- Hvilke lande er med i hvilke CoBA'er
- Hvad er beslutningsstrukturen i et CoBA

Thank you
energinet.dk

The CoBA discussions is a challenge

evaluation of CoBA designs

Implementation deadline is July 2020 for aFRR and mFRR

Overview

- Overview on mFRR RIM CoBA scenarios currently discussed by ENTSO-E

Central CoBA Jan 2016 PLEF++++



»Evaluation based on the previously discussed key requirements

entsoe | Page 10

II. ELECTRICITY BALANCING MARKET

CHAPTER 1: PRINCIPLES OF THE BALANCING MARKET

(The role, formation and merging of CoBA's)

CHAPTER 2,3,4 and 5: MODELS FOR THE EXCHANGE OF BALANCING ENERGY

(Regional and European integrations models for RR, mFRR, aFRR and IN)

CHAPTER 6: TARGETS FOR IMBALANCE SETTLEMENT

No later than one year after EIF all TSOs shall develop a proposal for harmonisation of the main features of imbalance settlement. (Calculation of position, single price, ISP = 15 min)

CHAPTER 7: FUNCTIONS AND RESPONSIBILITIES

(TSO's, DSO's, BSP's, BRP's, CoBA's and terms and conditions related to balancing)

III. PROCUREMENT OF BALANCING SERVICES

CHAPTER 1: GENERAL PROVISIONS FOR PROCUREMENT

(Requirement's for standard and specific products, Balancing Energy Gate Close Time Harmonisation within a CoBA)

CHAPTER 2: PROCUREMENT OF BALANCING CAPACITY

(General Provisions, procurement close to realtime, max contract length one month, asymmetrical procurement, no preferred pricing method)

CHAPTER 3: EXCHANGE OF BALANCING CAPACITY IN A FORM OF TSO-TSO MODEL

(Pricing method for balancing capacity (no default model as for energy), Calculation of Cross-Zonal capacity, Transfer of capacity within a CoBA)

CHAPTER 4: TSO-BSP MODEL

CHAPTER 5: PROCUREMENT OF BALANCING ENERGY

(Pricing method based on Marginal Price, no cap and floors, exceptions only possible until EIM)

CHAPTER 6: ACTIVATION OF BALANCING ENERGY BIDS

(MOL activation, activation purpose, publish deviations, unshared bids, activation mechanism)

V. SETTLEMENT

CHAPTER 1: SETTLEMENT PRINCIPLES

(imbalances to reflect real-time value of energy, incentivise BSP to offer services, incentivise BRP to be in balance or help the system, facilitate harmonisation of imbalance settlement mechanism, ensure financial neutrality of the TSO)

CHAPTER 2: SETTLEMENT OF BALANCING ENERGY WITH BALANCING SERVICE

PROVIDERS (Calculation of activated volume per ISP, area, direction. TSO may settle FCR, TSO has to settle FRR and RR. Imbalance adjustment to BRP, when associated BSP is activated)

CHAPTER 3: SETTLEMENT OF THE EXCHANGES OF ENERGY BETWEEN TSO'S

(All TSO agreement on intended exchange of FCR, RR, FRR and IN per direction as an integral over an agreed time period, not necessarily the ISP)

CHAPTER 4: IMBALANCE SETTLEMENT

(TSO calculates BRP's final positions, either one or two, per area, ISP based on details in term and conditions. Imbalance price shall not be less than weighted average price for activated FRR & RR)

CHAPTER 5: SETTLEMENT OF BALANCING CAPACITY

(TSO's to define rules, no preferred solution, pay as bid can be used)

CHAPTER 6: SETTLEMENT AMENDMENTS

(related to intended and unintended exchange between TSO's)

Status på Guideline System Operation

Elaktørforum den 12. maj 2016

Lene Egeberg-Gjelstrup, Energinet.dk



Guideline System Operation

- Godkendt i Electricity Cross-border Committee den 4. maj
 - Indtræder nu i *Scrutiny-fase (3-9 mdr.)*
- Forventet ikrafttrædelse ultimo 2016/primo 2017
- 36 mdr. til implementering

Flere snitflader til markedskoderne, som vil blive gennemgået på et senere Elaktørforum, herunder

- Etablering af 6 "Regional Security Coordinators – RSC"
 - uafhængig af CCR, men TSOer i en CCR skal udarbejde fælles bestemmelser, der skal følges af den RSC der udpeges for regionen

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Dansk-tyske grænse

Elaktørforum den 12. maj 2016

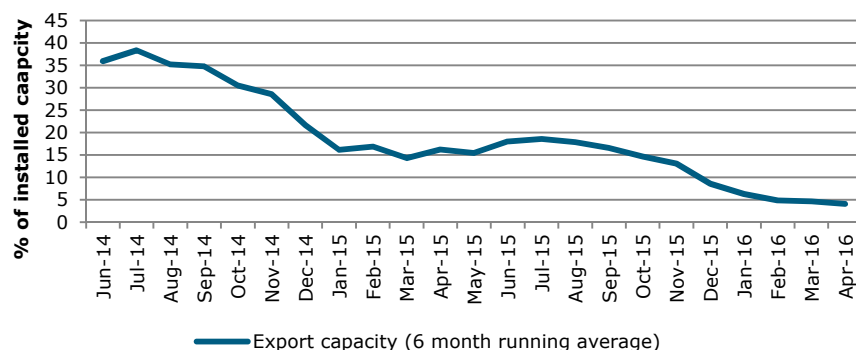
Katja Birr-Pedersen, Energinet.dk



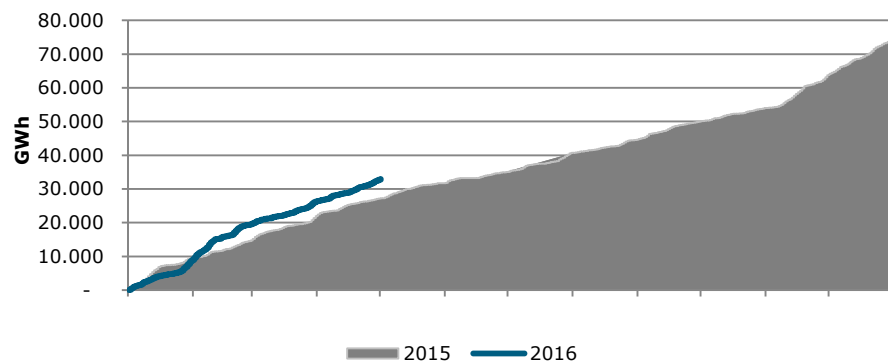
Udvikling i eksportkapacitet og specialregulering

Den kraftige udbygning af vindkapacitet har minimeret eksportkapaciteten og øget volumen af specialregulering.

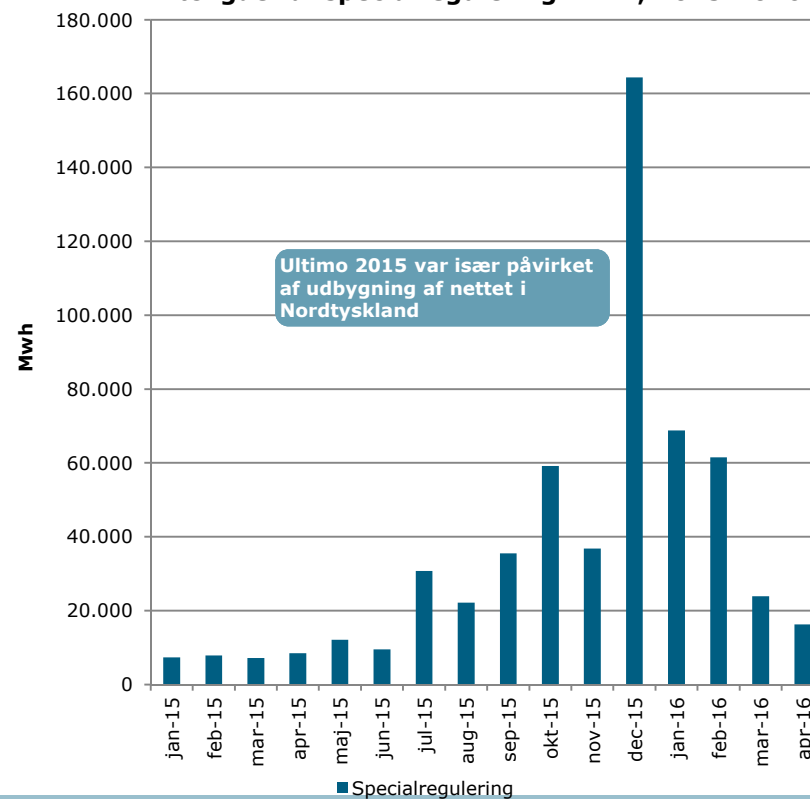
Eksportkapacitet fra DK1, 2014-2016



Kumulativ vindproduktion i Tyskland, 2015-2016

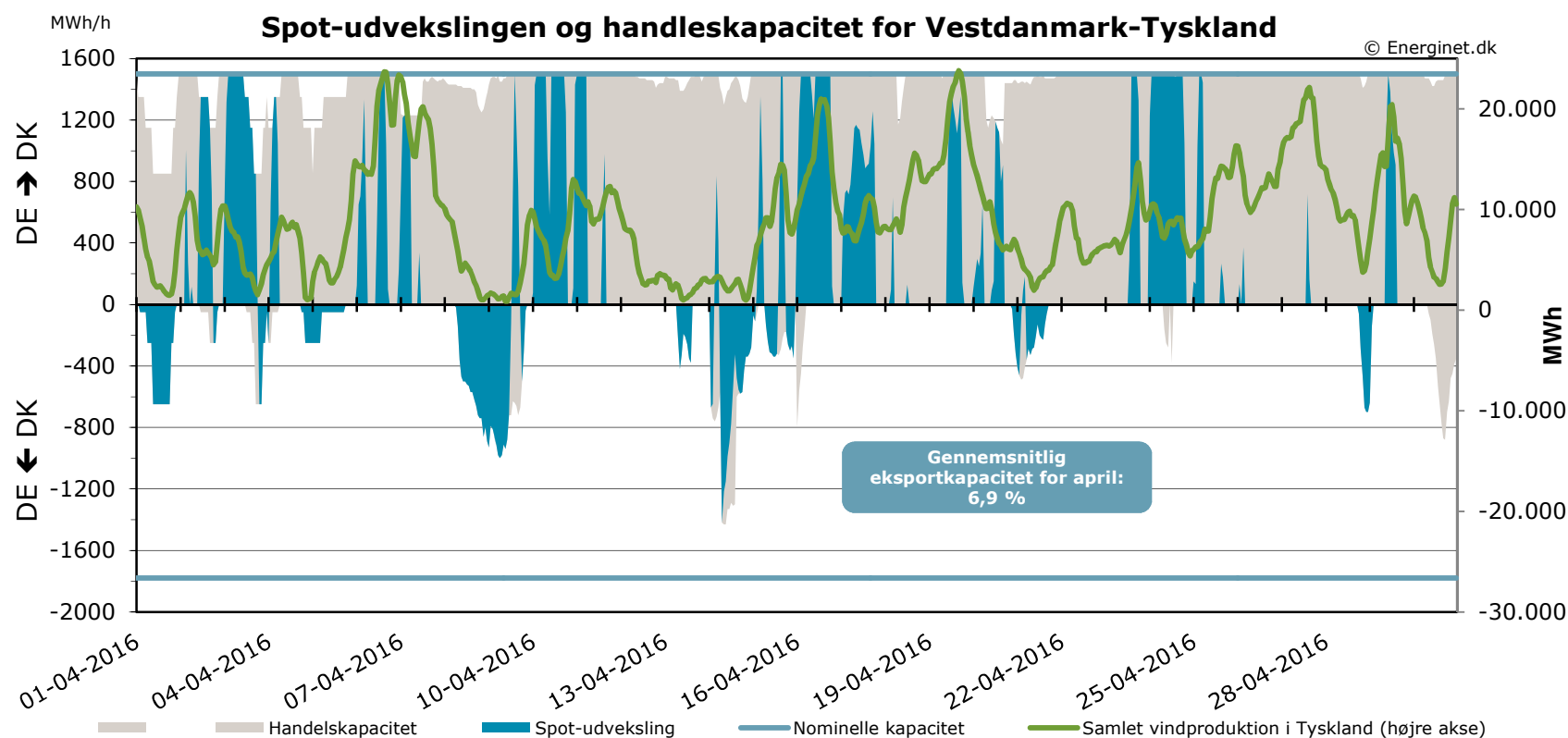


Mængder af specialregulering i DK1, 2015-2016

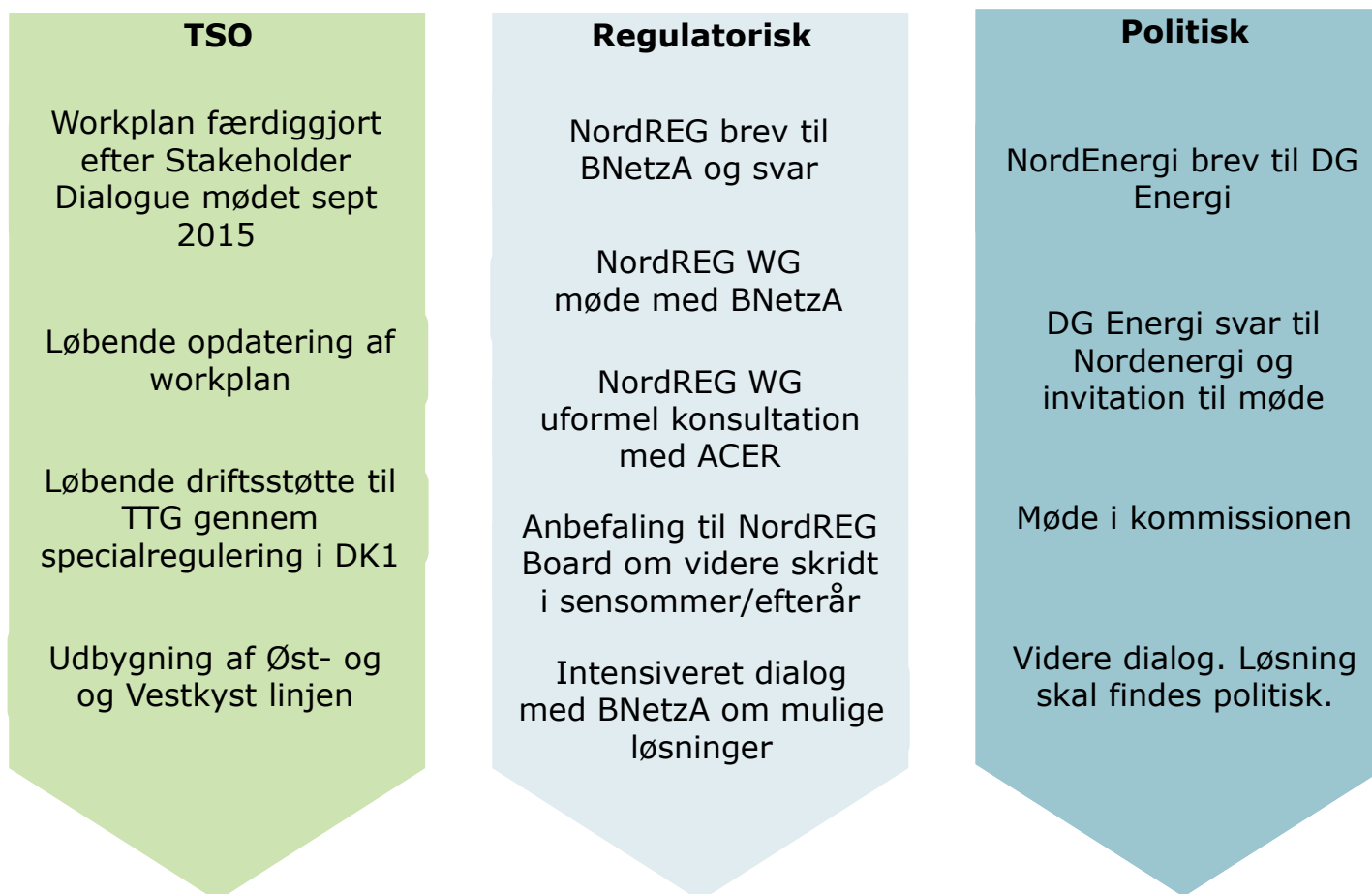


Kapacitet og vindproduktionen DK1-DE

Enkelte måneder har lyspunkter ift. eksportkapaciteten, f.eks. 15. april, hvor der var lav vindproduktion i Tyskland.



TSO, politiske og regulatorisk proces



Arbejdsplan med TTG

Initiativ	Opgave	Status
Transparency	Publicering af NTC værdier må ENTSO-E transparency platform	• Publicering og opdatering af NTC tabeller på ENTSO-E Transparency platform
Day-ahead	Udvikling og test af ny kapacitets berenings metode	• Gennemførelse af test af avanceret kapacitetsberegning • Implementering af metode pågår
Intraday	Undersøgelse af genberegning af intraday	• Afventer beslutning i day-ahead initiativet
Balancing	Undersøgelse af dansk deltagelse i fælles FCR model	• Løbende test og diskussion af TRM resultater • Beslutning om dansk deltagelse i tysk FCR afventer • Løbende analyse af dansk nedreguleringspotentiale
Infrastructure	Udbygning af Vest- og Østkyst forbindelserne	• Forventet afslutning på Østkysten er år 2020 • Forventet afslutning på Vestkysten er år 2022
FTR	Introducering af FTR	• Undersøgelse af omkostningerne ved implementering af FTR for markedsaktører

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

ORIENTERING FRA ENERGITILSYNET

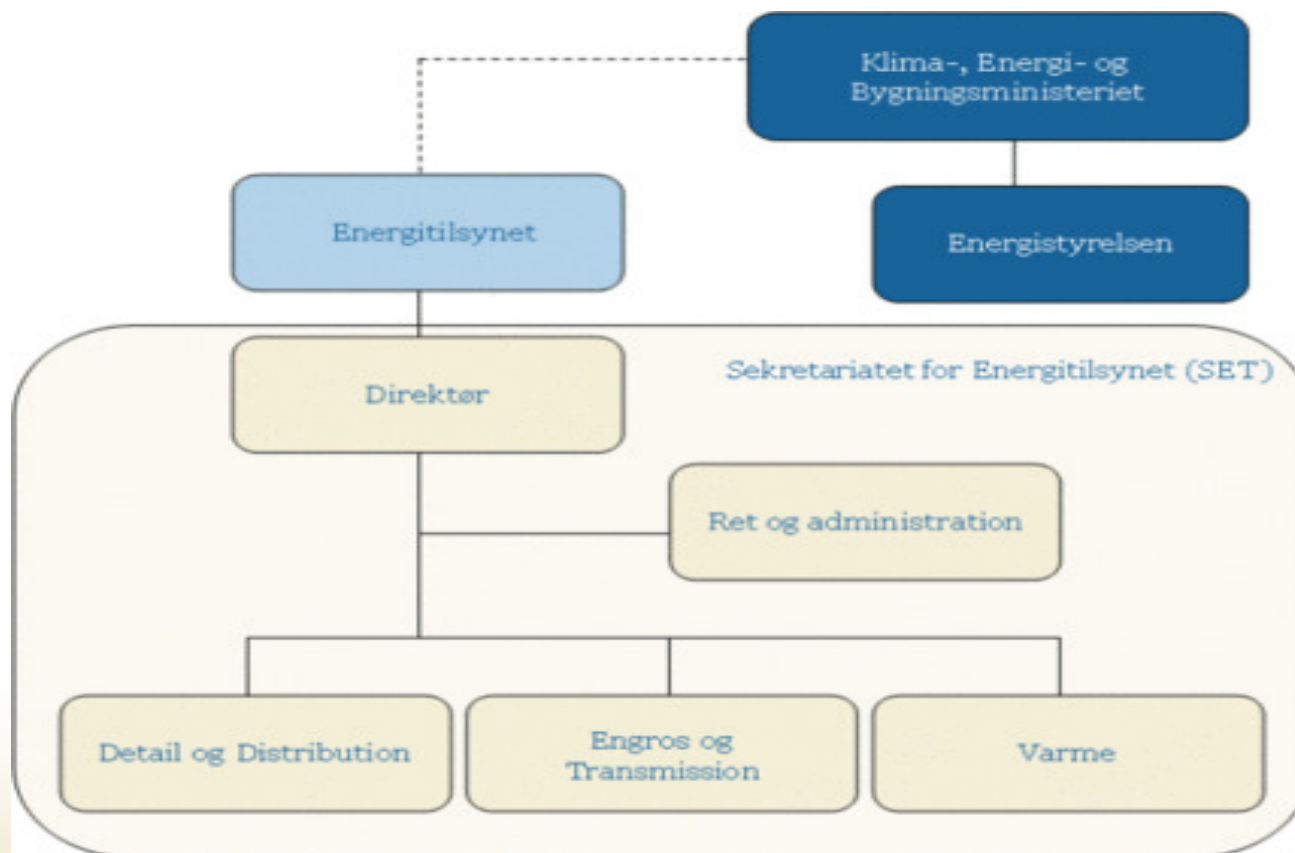
Aktørforum 12. maj 2016

Kontorchef Mads Lyndrup
Engros og Transmission, Sekretariatet for Energitilsynet



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority





ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

ENERGITILSYNET



Direktør, cand.polit., ph.d.
Uffe Bundgaard-Jørgensen
FORMAND
Udpeget for perioden
1/1 2012 – 31/12 2016.



Cand. polit.
Peter Skak-Iversen
NÆSTFORMAND
Udpeget for perioden
1/1 2015 – 31/12 2019.



Præsident, cand. scient.
Ella Maria Bisschop-Larsen
MEDELM
Udpeget for perioden
1/1 2012 – 31/12 2016.



Lektor i energiret
Anita Rønne
MEDELM
Udpeget for perioden
1/1 2015 – 31/12 2019.



Adm. direktør, cand. scient. pol.
Jørgen G. Jørgensen
MEDELM
Udpeget for perioden
1/1 2012 – 31/12 2016.



Chief Executive Advisor
Bjarke Pålsson
MEDELM
Udpeget for perioden
1/1 2015 – 31/12 2019.



Direktør
Holger Blok
MEDELM
Udpeget indtil 31/12 2019.
Indtræder som medlem når
nuværende ansættelse i



Civilingeniør, lic. techn.
Niels Erik Andersen
SUPPLEANT
Udpeget for perioden
1/4 2012 – 31/12 2016



Prodekan, professor
Birgitte Sloth
SUPPLEANT
Udpeget for perioden
1/1 2015 – 31/12 2019.

- Uafhængigt
- Udpeget af ministeren
- Sager af økonomisk, principiel eller politisk betydning
- Møde sidste tirsdag i hver måned (ekskl. sommerferie)



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

SEKRETARIATET FOR ENERGITILSYNET (SET)

Organisation:

- Direktør Finn Dehlbæk
- 60 medarbejdere (fortrinsvis økonomer og jurister)
- SET sekretariatsbetjener Tilsynet
- SET er ikke pålagt ministerinstruks
- Direktøren refererer til formanden for Tilsynet

Engros og Transmission (gas/el):

- Godkendelse/tilsyn med tariffer og vilkår (markedsdesign, betingelser for konkurrence) hos Energinet.dk
- Udmønter, administrerer og fører tilsyn med den økonomiske regulering af Energinet.dk
- Overvågning af konkurrence
- REMIT-forordning om markedsmissbrug
- Internationalt (CEER/ACER) og nordisk (NordREG) samarbejde – indre marked for energi

BEHANDLING AF SAGER

Hvordan starter sager:

- Anmeldelse fra ENDK, pga. europæisk regulering, udvikling af markedet etc.
- Henvendelser fra aktører – markedet er ikke velfungerende etc.



ENDK HØRING AF
MARKEDSAKTØRER

Anvendelse af høring:

- Systematisk proces til at håndtere informationsasymmetri
- Afbalancering af ENDK med markedsaktørers hensyn
- Risiko for systematisk bias – store virksomheder
- SET er åben for henvendelser/møder
- Høringer findes på hjemmeside, nyhedsbrev

HØRING AF ANMELDELSE


ENERGITILSYNET
Danish Energy Regulatory Authority

HØRING AF UDKAST TIL
AFGØRELSE



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

SET'S OPMÆRKSOMHEDSPUNKTER

Europæisk harmonisering

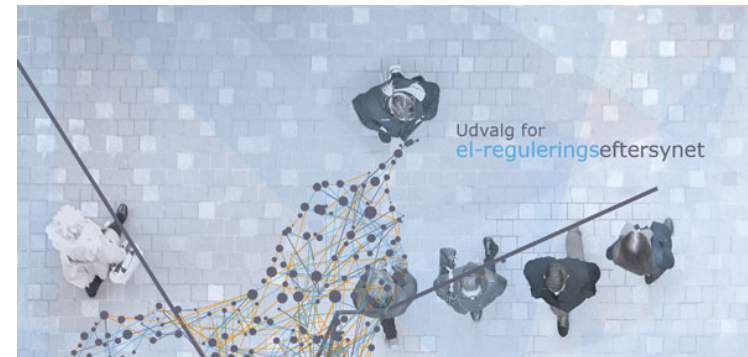
- Koder og guidelines er den nye virkelighed
- Dansk lovgivning får mindre *selvstændig* betydning
- The devil is in the detail – *early identification*

Systemydelsesområdet

- Større fokus på indtjening ved systemydelser pga. lav elpris
- Nye statsstøtteregler (2015)

El-reguleringsudvalget (kap. 8) (2014)

- Rollefordeling
- Større tydelighed om spilleregler for inddragelse
- Systematisk anvendelse af konsekvensberegninger



En fremtidssikret regulering af elsektoren

Målsætninger: Understøttelse af den grønne omstilling, elforsyningsikkerhed, omkostningseffektive ydelser fra elsektoren		
A Indsatsområder	B Indsatsområder	C Indsatsområder
Omkostningseffektive monopolydelser og fremtidssikring af infrastrukturen til den grønne omstilling	Mere konkurrence på elmarkedet og bedre beskyttelse af forbrugere	Klare rammer for markedsaktører og øget fokus på elforsyningsikkerheden
Hovedanbefalinger		
1. Ny økonomisk regulering af netvirksomhederne skal sikre effektivitet, investeringer og grøn omstilling 2. Netvirksomhederne skal fortsat drifte, vedligeholde og udbygge distributionsnettet 3. Måleropgaven bliver hos netvirksomhederne 4. Øget fokus på omkostningseffektivitet i netvirksomhedernes energispareindsats 5. Indførelse af økonomisk rambestyring og krav til effektivisering af Energinet.dk 6. Energinet.dk's opgaveportefølje skal fastholdes i sin grundstruktur.	7. Fortsat fokus på adskillelse af monopol- og konkurrenceudsatte aktiviteter i de koncernforbundne selskaber 8. Energinet.dk's regulering af elmarkedet skal være mere klar og transparent 9. Modernisering af indsatsen for varetagelse af forbrugerrettigheder 10. Forbrugere skal kompenseres ved lav leveringskvalitet.	11. Styrkede rammer for overvågning af elforsyningsikkerheden 12. Klare regler for sikring af kapacitet 13. Øget forvaltningsmæssig kvalitet af en række af Energinet.dk's myndighedsopgaver 14. Sanering af krav til store elproduktionsanlæg 15. Bevillinger til netvirksomhederne er fortsat et effektivt værktøj 16. En moderniseret elforsyningslov, der giver øget transparens og forudsigelighed for investorer.
Hensyn: Forudsigelighed for investorer, administrerbarhed, robusthed, konkurrence og forbrugerbeskyttelse		

Afsluttende rapport – december 2014



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

SET'S AGENDA HIGHLIGHTS FOR 2016

1

DK1/DE

2

IMPLEMENTERING AF GUIDELINES

3

VIDEREUDVIKLING AF REMIT-OVERVÅGNING/PRAKSIS

4

RAPPORT OM SYSTEMYDELSER

5

EVALUERING AF SK4 – OPRETHOLDELSE AF RESERVATION?



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

CACM – STATUS NI MÅNEDER EFTER IKRAFTTRÆDELSE

Kapacitetsberegningsregioner

- **Første skridt** i udmøntningen af CACM
- **Fælles europæisk** beslutning på grundlag af et fælles forslag fra TSO'erne
- Afgørelsen forventes senest i efteråret 2016

Markedskoblingsfunktioner

- NEMO'er (børser) har medio april afleveret forslag til plan for **fælles udførelse af markedskoblingsfunktionerne**
- **Fælles europæisk godkendelse** – endnu uvist hvornår

Netmodel og indsendelse af data

- **Fælles forslag** fra TSO'erne medio juni 2016
- Forslag af **teknisk karakter** af betydning for **hvilke data for produktion og forbrug**, der skal indsendes til TSO'erne

Fordeling af flaskehals-indtægter

- **Fælles forslag** til metode fra TSO'erne medio august 2016
- Skal bl.a. fremme en **lønsom drift og udvikling** af transmissionssystemer og elektricitetsmarkedet i Unionen og muliggøre fornuftig finansiel planlægning



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

CACM - OPMÆRKSOMHEDSPUNKTER

De tre lag

- **Fælleseuropæiske** løsninger for hovedparten af de ordninger, som følger af CACM
- **Regionale** løsninger i kapacitetsberegningsregionerne for en mindre del af ordningerne
- **Nationale** beslutninger om få spørgsmål

Høringer

- TSO'erne skal sende de fleste af deres forslag i høring i **mindst en måned** og tage behørigt hensyn til indkomne synspunkter

Myndigheds- behandling

- Energitilsynet vil som led i behandlingen også sende de forslag som modtages i høring
- Den fælleseuropæiske koordinering i forhold til godkendelse kan dog medføre tilpasninger i forhold til Energitilsynets sædvanlige høringsprocesser



OPMÆRKSOMHEDSPUNKTER – GL FCA OG EU HAR

Forward Capacity Allocation

- Fastsætter regler for at sikre kapacitet og hedging forud for DA-markedet (Forventet ikrafttrædelse i juli 2016)
- Udgangspunktet er transmissionsrettigheder på alle grænser
- Nogle regulatorer skal til at evaluere risikoafdækningsmulighederne i deres budområder, bl.a. de nordiske regulatorer (mulighed for at bevare nordisk model, EPADs)

Harmonised Allocation Rules

- Fælles europæiske allokeringsregler, der regulerer de kontraktlige aftaler for transmissionsrettigheder
- Tidlig implementering af reglerne (igen) - anvendelse ved årsauktionen 2017 (forudsat at der ikke er regionsspecifikke undtagelser fra EU HAR)
- Regulatorerne er indstillet på en tidlig implementering, såfremt der gives tilstrækkelig tid til godkendelsen af disse



NC BAL OG RAPPORT OM SYSTEMYDELSERR

Balancering NC

- EC er med ACER og ENTSO-E i gang med at klargøre GL – parallelt med udvikling af udspil om nyt markedsdesign
- EB GL forventes færdig ultimo maj 2016/Komitologi proces forventes at starte i Juni 2016

Opmærksomhedspunkter

- Definition af standardprodukter
- Definition af CoBA (Coordinated Balancing Areas)
- Fremdrift i pilotprojekter – FCR/PCR mod DE

Rapport om systemydelser

- Beskrivelse af markedet for systemydelser (bred forstand) i DK1 og DK2
- Identifikation af barrierer og udfordringer for konkurrence (markedsandel, HHI etc.)
- Fremtidig markedsudvikling og det europæiske regelsæt – identifikation af opmærksomhedspunkter
- Bidrag kan fortsat fremsendes:
 - hvordan opleves konkurrencen,
 - Vilkår
 - definition af standardprodukter



EVALUERING AF RESERVATION PÅ SK4

Energitilsynet godkendte i dec. 2010 en reservation på 100 MW i retning NO-DK1 i SK4 forbindelsen mellem Danmark og Norge. Det er et vilkår i godkendelsen, at ENDK skal gennemføre en evaluering af reservationen efter 1 års brug, dvs. med udgangen af 2015

Baggrund for reservation

- **Forudsætning** for at SK4 kunne etableres var, at forbindelsen var økonomisk attraktiv for Norge (aftale om salg af systemydelser til ENDK)
- Energinet.dk's business case (2009) viste, at SK4 samlet giver en væsentlig samfundsøkonomisk gevinst for DK

Evaluering

- **Samfundsøkonomisk** gevinst ved reservation og udveksling af systemydelser er iflg. Energinet.dk fortsat positiv, men markant mindre end forventet ved investeringsbeslutningen
- Energinet.dk har gennemført en åben og systematisk evalueringsproces

Proces

- **Februar** 2016 - Evaluering modtages fra Energinet.dk
- **Marts/april** 2016 - Offentlig høring ved SET
- **April/maj** - SET sagsbehandling mv.
- **Juni/juli** 2016 - Offentlig høring af udkast til afgørelse ved SET
- **August** 2016 - Evaluering af høringssvar m.m.
- **September** 2016 - Forelæggelse for Energitilsynet



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

FORORDNINGEN OM INTEGRITET OG GENNEMSIGTIGHED (REMIT): ROLLEFORDELING

ACER

Aktørregister (CEREMP)

Indsamle data (ARIS)

Markedsovervågning

Koordinering

Statusrapport

Energitilsynet

Regionalt samarbejde
om overvågning

Kan overvåge nationalt

Registrering af aktører

Håndhæve forbuddene

Markedsdeltager

Lade sig registrere

Indrapportere data

Offentliggøre intern
viden

(Underrette ved
mistanke)



HÅNDHÆVELSE OG EFTERFORSKNING AF REMIT

Mistanke

- Nord Pool skal notificere SET ved begrundet mistanke om markedsmisbrug
- Henvendelse fra markedsaktører
- Overvågning af markedet

Efterforskning

- Samarbejde med Nord Pool og andre NRAs
- SET kan indhente alt relevant data og udføre dawn-raids
- SET kan udstede påbud til en MP om at ændre adfærd

Overdragelse til SØIK

- Ved begrundet mistanke overdrages sagen til SØIK
- SØIK kan bl.a. prøve sagen ved domstolene eller undlade at rejse tiltale

Offentliggørelse

- SET offentliggør meddelelse om overdragelse af sag til SØIK på hjemmeside (anonymt)
- SET offentliggør meddelelse om afgørelse fra SØIK



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

SET FORSØGER AT VÆRE HJÆLPSSOMME

- REMIT-forordningen stiller store krav til markedsdeltagerne i Danmark
- Energitilsynet forsøger at rådgive og "hjælpe" markedsdeltagerne bedst/mest muligt
- Altid klar til dialog med markedet
- Ambition om årligt REMIT-seminar





ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority





ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

BACK-UP

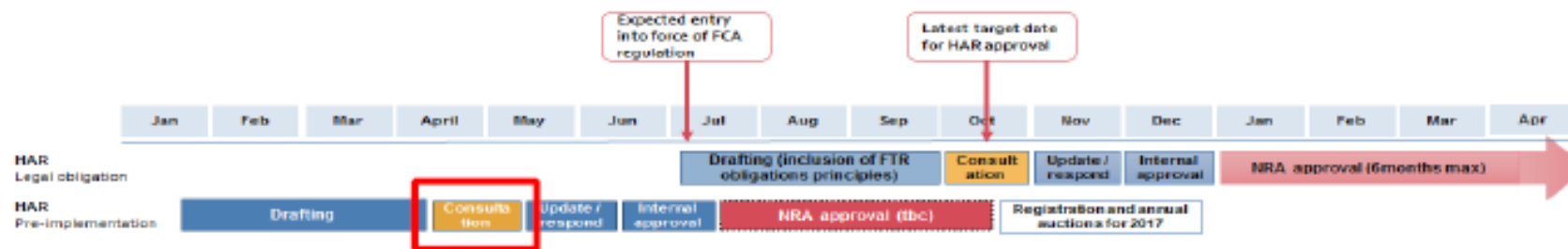
FCA GL

- Forventet ikrafttrædelse i juli 2016
- Fastsætter regler for at sikre kapacitet og hedging forud for DA-markedet
- Fremme udvikling af effektive og konkurrencedygtige markeder i Europa
- Udgangspunktet er transmissionsrettigheder på alle grænser
- Nogle regulatorer skal til at evaluere risikoafdækningsmulighederne i deres budområder

NC/Guideline	2015				2016			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forward Capacity Allocation Guideline (FCA)				Godkendt 30. okt. i ECBC			Forventes at træde i kraft i juli	
Rådet og Europa-Parlamentet: Regulatory procedure with scrutiny	Pre-comitology							
Forordning - Implementering	Komitologi (Electricity Cross Border Committee)							

EU HAR

- Fælles europæiske allokeringerregler, der regulerer de kontraktlige aftaler for transmissionsrettigheder
- Tidlig implementering af reglerne (igen)
- Regulatorerne er indstillet på en tidlig implementering, såfremt der gives tilstrækkelig tid til godkendelsen af disse



Høring af opdaterede HAR regler finder sted nu og frem til 18. maj 2016 på ENTSO-E's hjemmeside

EU HAR

LT Auction	Send rights document	Gate closure LT nominations	Gate closure DA market	Intraday trading	Realisation
	D-2, 13:00		D-1, 12:00		

Day-ahead Firmness Deadline
(D-1, 11:30)

Operational security/Emergency situation

Compensation	market spread	not applicable
Cap for compensation	congestion income in the relevant calendar year	not applicable
For DC interconnector		
Cap for compensation	congestion income in the relevant calendar month	not applicable

Force Majeure

Compensation	Marginal price of the initial Auction	Marginal price of the initial Auction
Cap for compensation	No Cap	No Cap



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

EB GL

Status: EB GL forventes færdig i slut maj 2016 – komitologi starter juni 2016

Baggrund for EB GL	• Harmonisering af balance reglerne giver: • Bedre udnyttelse af reserverne • Færre omkostninger til køb af reserver • Forøget forsyningssikkerhed via Europæisk balance handel
Hvor i processen?	• EC er med ACER og ENTSO-E i gang med at klargøre GL • EB GL <u>forventes</u> færdig i ultimo maj 2016 • Komitologi proces <u>forventes</u> at starte i Juni 2016
Relevante Udestående	• CoBA'ere • Standard produkter
Lever EB GL stadig op til Target model?	• Mangler GA/BoR noter



ENERGITILSYNET

Danish Energy Regulatory Authority

BAL

Pilot projekter

FCR/PCR

- DK1 fremtidig deltagelse i Europæisk samarbejde om udveksling af primær reserver
- **Status:** Indkøringsfase startes 2. halvår 2016 (**Astem med ENDK**)/ TSO'erne har foreslået en indkøringsfase, som vil blive diskuteret med regulatorerne.

Nordisk CoBA

- Nordisk CoBA mellem DK, FI, NO og SE
- **Status:** Er i gang med at udvikle løsninger for udveksling af reserver mod Tyskland og Baltikum

IGCC

- Dansk deltagelse i det Europæisk samarbejde om udligning af modsatrettede ubalancer siden 2011
- **Status:** Samarbejdet udvides med Frankrig og evt. andre
- Vores IGCC samarbejde kan eventuelt forøges via COBRA til Holland

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Finer time resolution

Elaktørforum 12. maj 2016

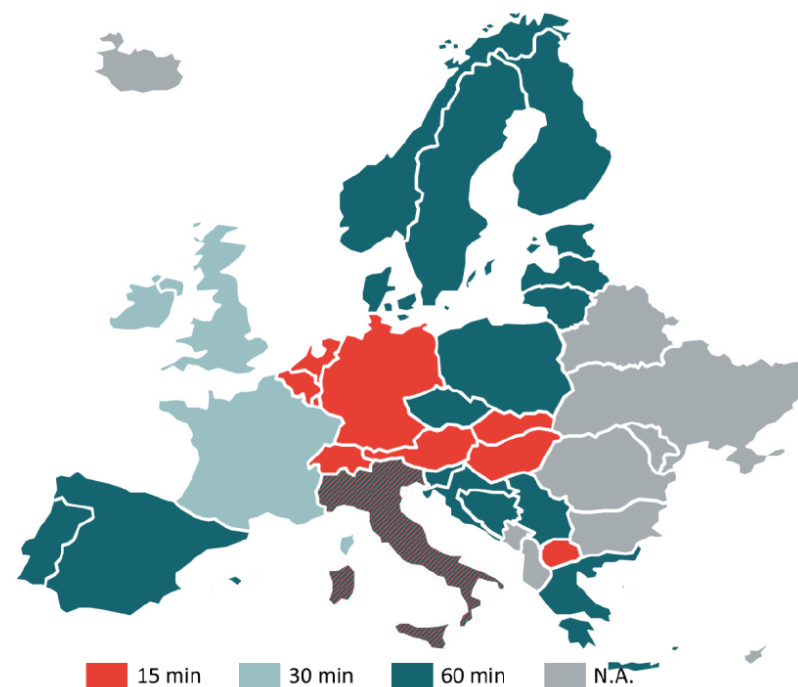
Martin Møller, Energinet.dk



Netværkskoderne og finere tidsopløsning

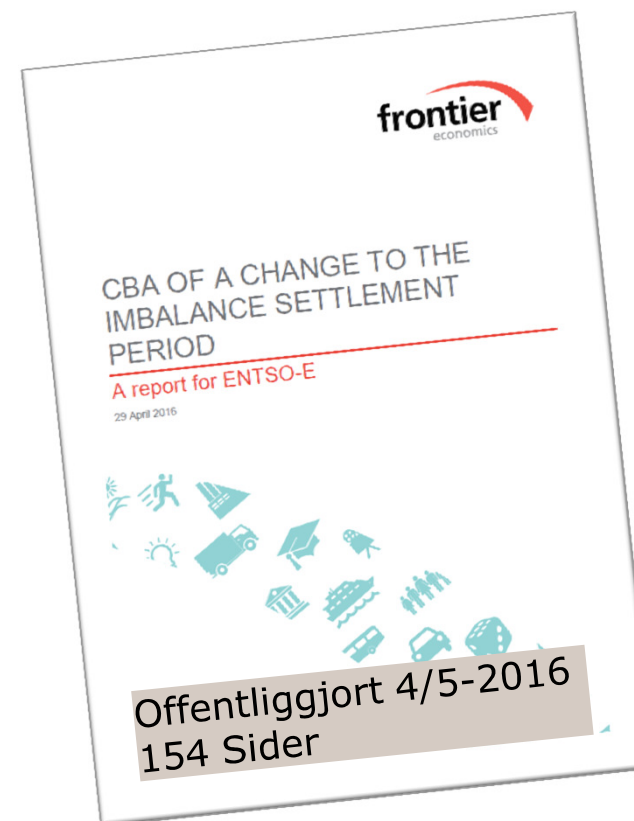
Ubalanceperioden varierer fra 15-60 minutter

- Harmonisering muliggør effektive internationale handelsmuligheder for aktører
- ACER anbefaler 15 min
- ENTSO-e har fået udarbejdet en pan-Europæisk cost-benefit analyse
- Norden arbejder med sin egen analyse, i regi af projekt "Finer Time Resolution"



ENTSO-e Cost benefit analyse (CBA)

- ENTSO-e udarbejder en pan-europæisk CBA
- CBA vurderer forskellige "planning cases", der beskriver hvor mange lande, der skifter til henholdsvis 30 min og 15 min.
- Endelig rapport afleveret til kommissionen den 2/5-2016



Frontiers CBA har visse udfordringer

- Primært baseret på skalerede input fra aktører
- Antager at der handles i Intraday med samme opløsning (15 min)
- Fordele stammer primært fra værdien af at flytte energi fra balance markedet til intraday markedet
- Omkostninger stammer primært fra udgifter til nye målere i transmission og distribution (ikke hos Hr. og Fru Jensen)

Kun én dansk aktør har givet input

Svært at genkende de beregnede værdier i Norden.

Frontier har generelt overvurderet:

- Mængden af ubalancer der kan flyttes fra balancemarkedet til intraday
- prisforskellen mellem balancemarkedet og intraday

Fordele ved øget handelsmuligheder ikke medtaget

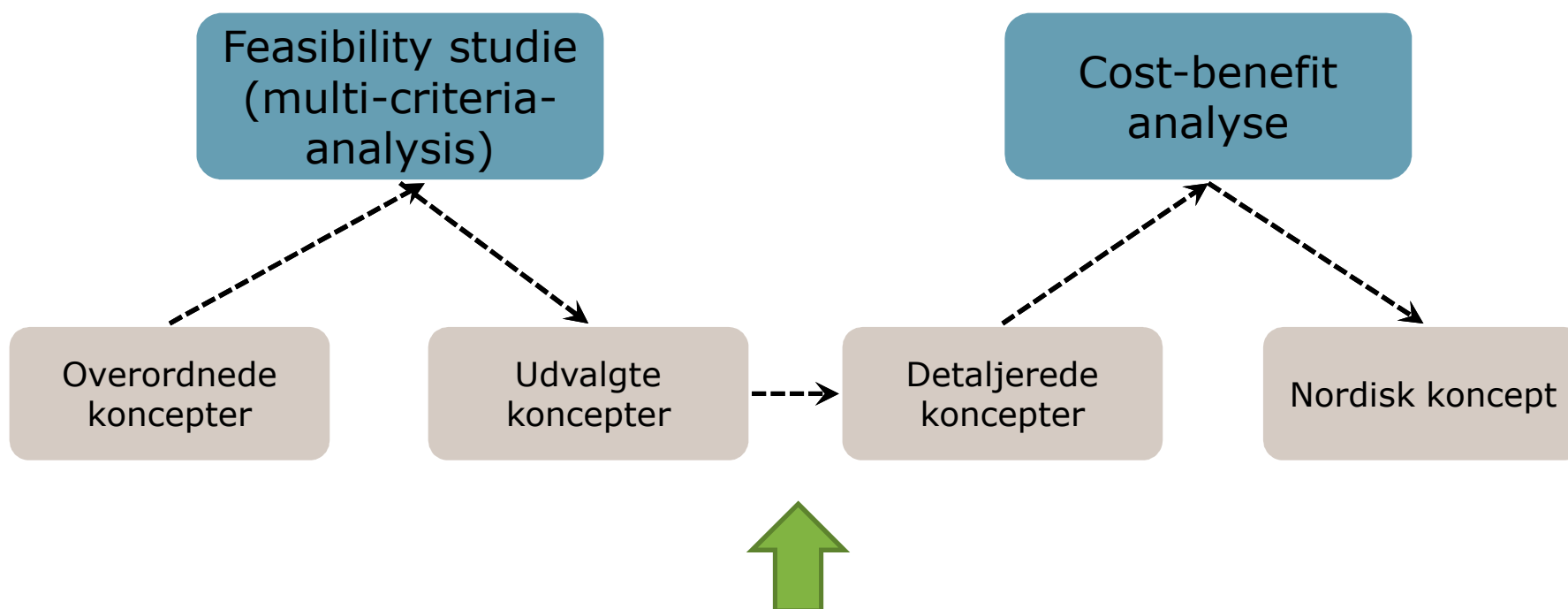
Vi kan ikke genkende omkostninger, værdierne er skallerede ud fra et EU mix og DK input

Norden har fordele af finere tidsopløsning

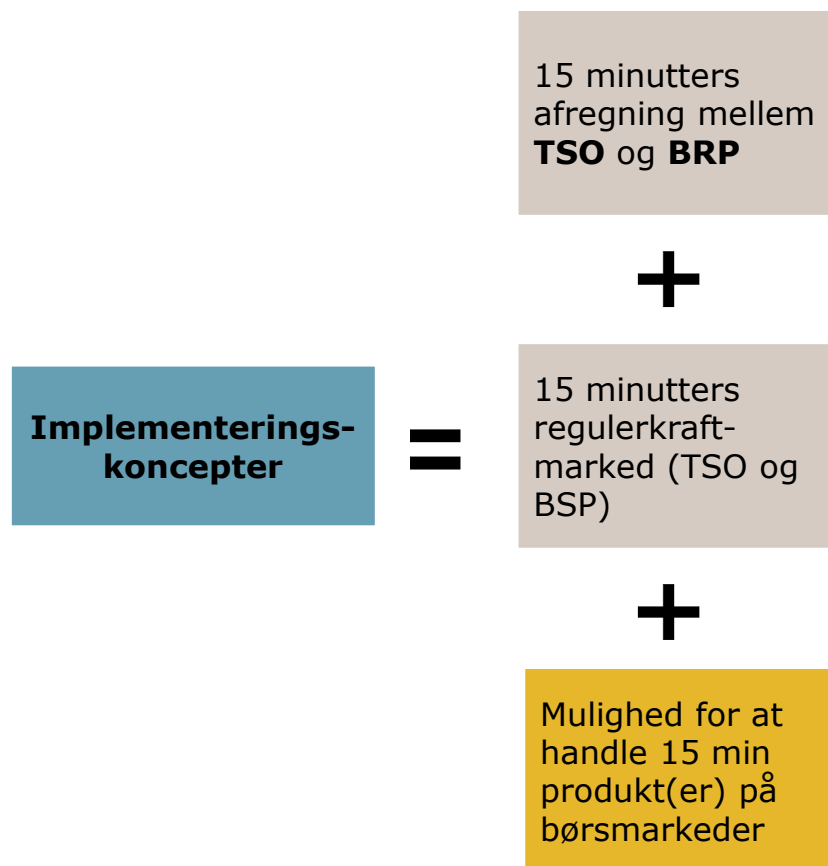
- Øget fleksibilitet for nye teknologier f.eks. forbrug og batterier
- Skabe mulighed for øget grænseoverskridende handel f.eks. intraday på 15 min niveau
- Forventet mulighed for øget ramping på HVDC forbindelser
- Driftsmæssige fordele i forhold til planlagte ubalancer



Den Nordiske analyse er i gang



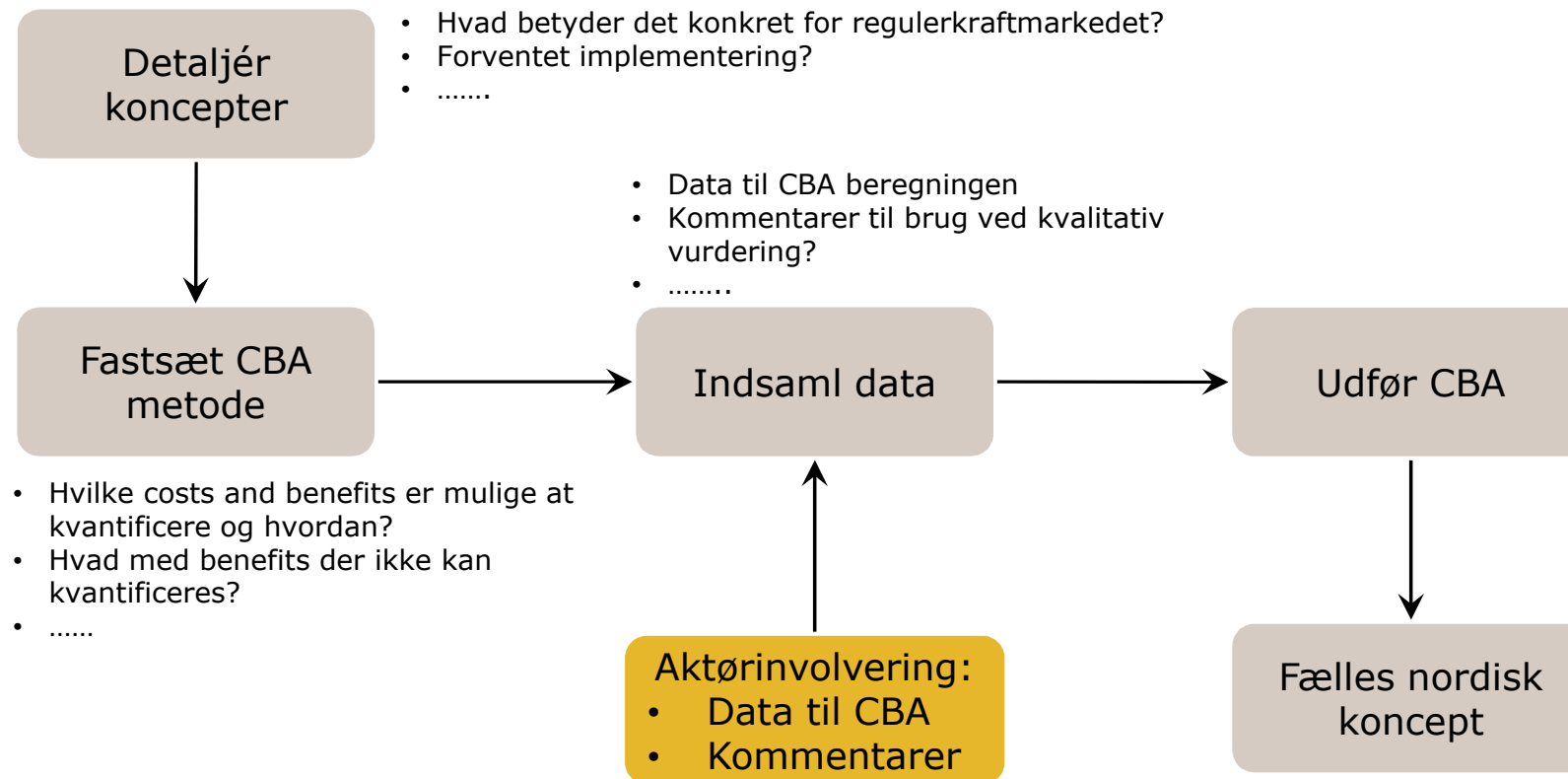
Feasibility studiet er afsluttet



Nordisk aktør input

- Undgå for mange step i processen. Det øger omkostningerne
- Fokusér på langsigtede løsninger og undgå midlertidige markeder
- Likviditeten i intraday (ID) er lav. TSOerne skal arbejde på at skabe et velfungerende intraday marked
- 15 min produkter på ID er fint til at handle ubalancer. En auktion vil effektivisere porteføljeoptimeringen.
- Nye handelsmuligheder skal helst ligge inden for almindelig åbningstid
- Hvis ekstra kapacitet på HVDC ikke kan frigives på ID, skal andre markedsdesign overvejes

Cost benefit analyse starter op



Back-up



Koncepter består af byggeblokke

- 15 minute ISP between TSO-TSO settlement
- 15 minute ISP between TSO-BRP settlement in both production and consumption

Interpretation of NC EB compliance by introducing both 15-minute ISP between TSO-TSO settlement and 15-minute TSO-BRP settlement for both production and consumption.

15 minute market time resolution in RPM (energy market only)

15-minute RPM market on the energy trading, not on the capacity trading.

The existing ID

The current ID market but with continuous trading of 15-minute products, potentially using DA market spot price as reference for imbalance price settlement.

Hybrid ID

The 'Hybrid ID' provides, next to the continuous trading, an auction mechanism . The ID market price can be used for the RPM floor.

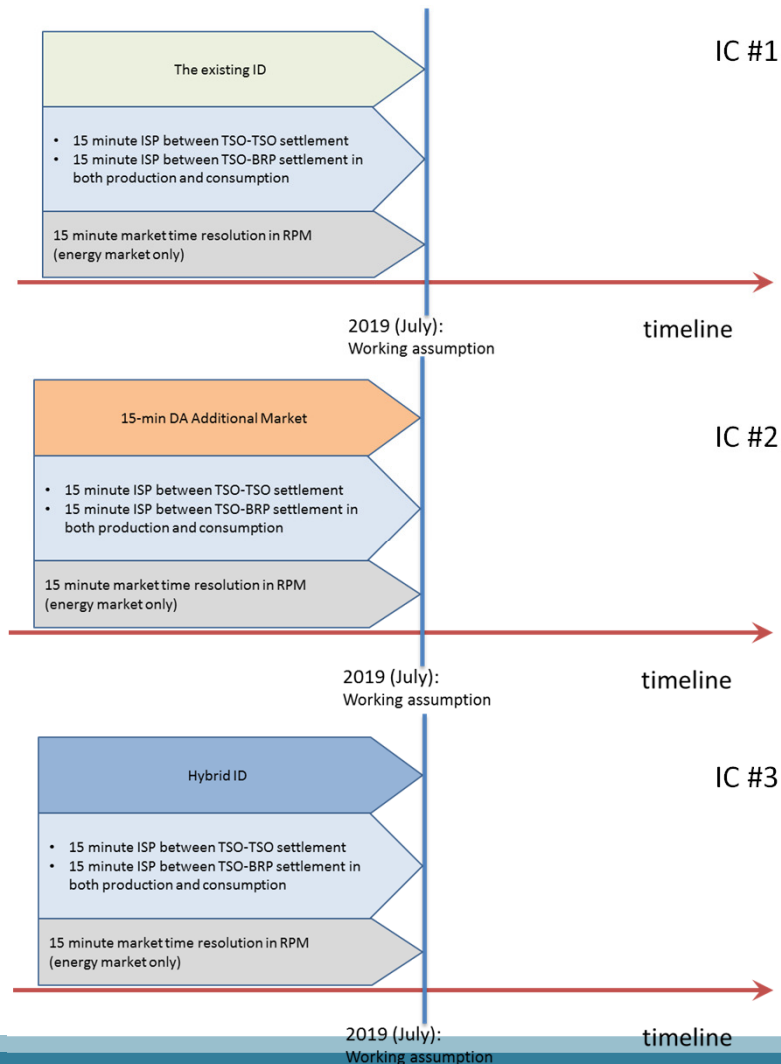
15-min DA Additional Market

The '15-minute additional DA' block is based on the successful experience in Germany, and provides the possibility to set the RPM floor based on the 15-minute 'additional' DA price.

15-minute DA

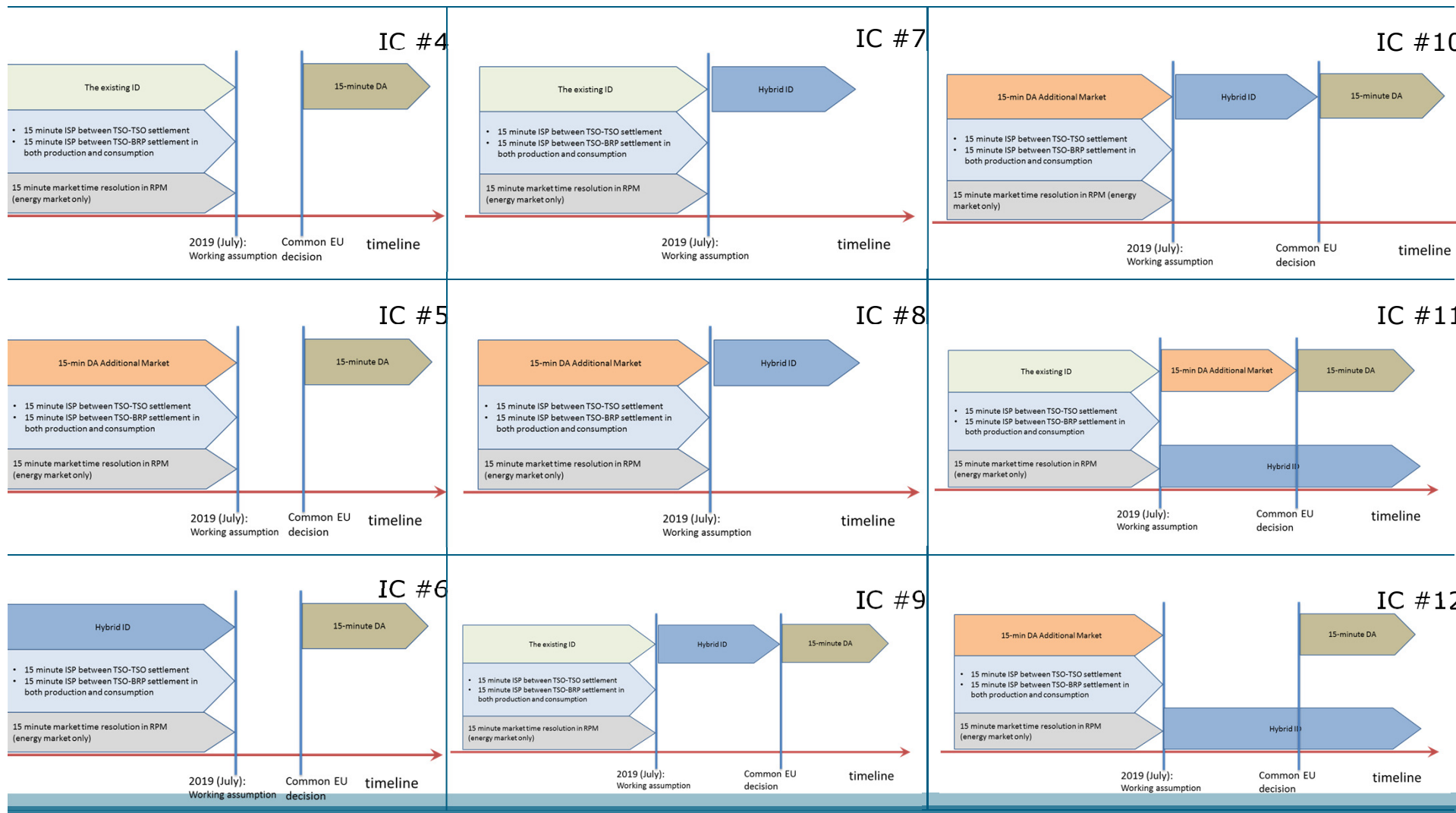
The '15-minute DA' block is the current DA market with 15 min products and provides the possibility to set the RPM floor based on the 15-minute DA price.

Der er 3 minimums koncepter



- ❖ The light blue and grey blocks appear in each IC.
- ❖ 'The existing ID', '15-min DA Additional Market' and 'Hybrid ID' blocks comply with the NC EB requirement that market participants must have minimum one option to trade themselves into balance.

Der er 12 koncepter i alt



	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering



Day-Ahead trading

- Nye produkter
- Anvendelse i Norden
- Statistik PRB'er

Elaktørforum 12. Maj
Energinet.dk

**NORD
POOL**

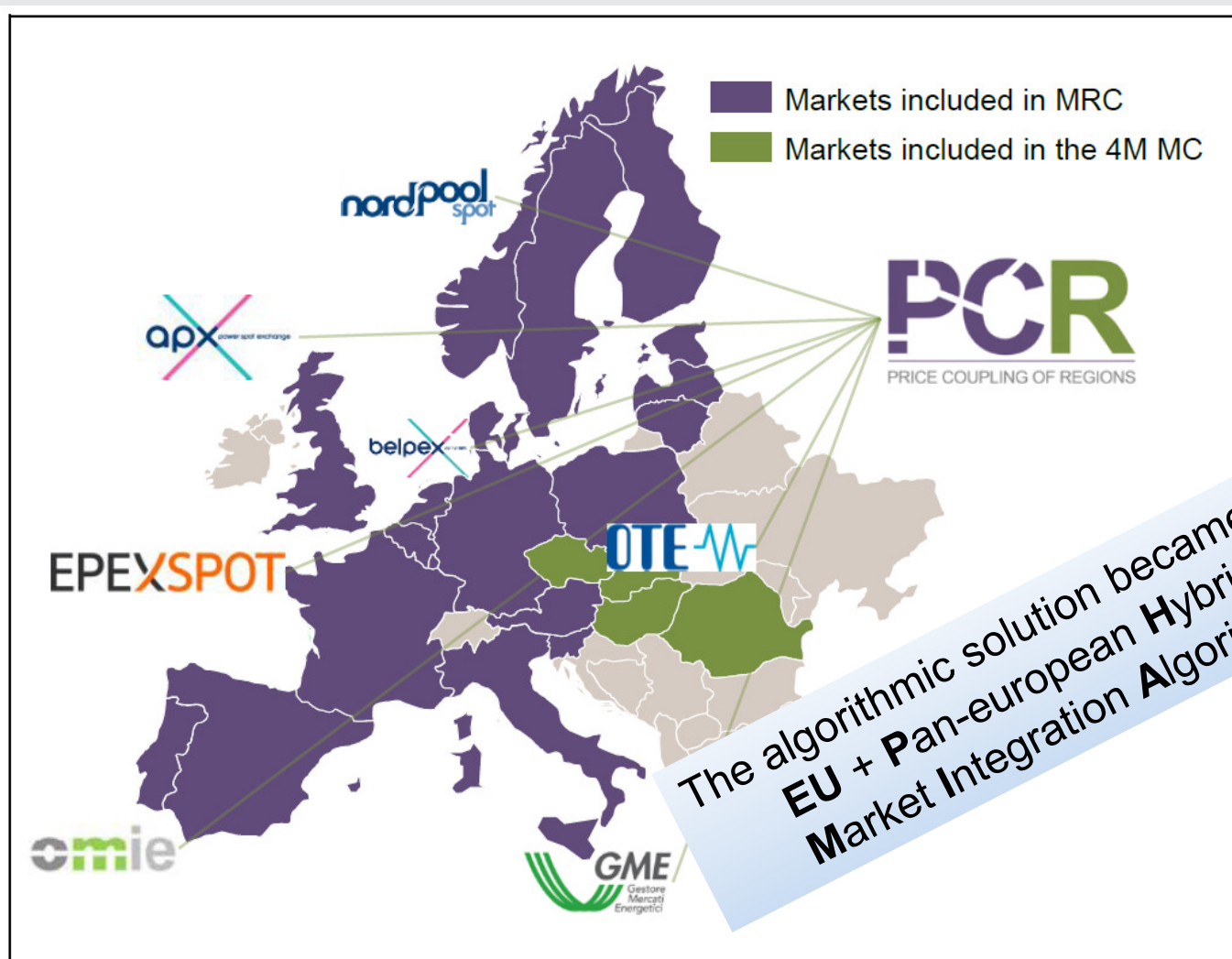
RECAP

10 min



**NORD
POOL**

Organiseringen af markedskoblingen



The algorithmic solution became **EUPHEMIA**:
EU + Pan-european Hybrid Electricity
Market Integration Algorithm

Input til iterationen

Functionalities

hourly step and interpolated orders

regular block orders

Profile block orders

Linked block orders

Exclusive block orders

Flexible block orders

Curtailable block orders

MIC orders

Load gradients

Scheduled stops

PUN orders

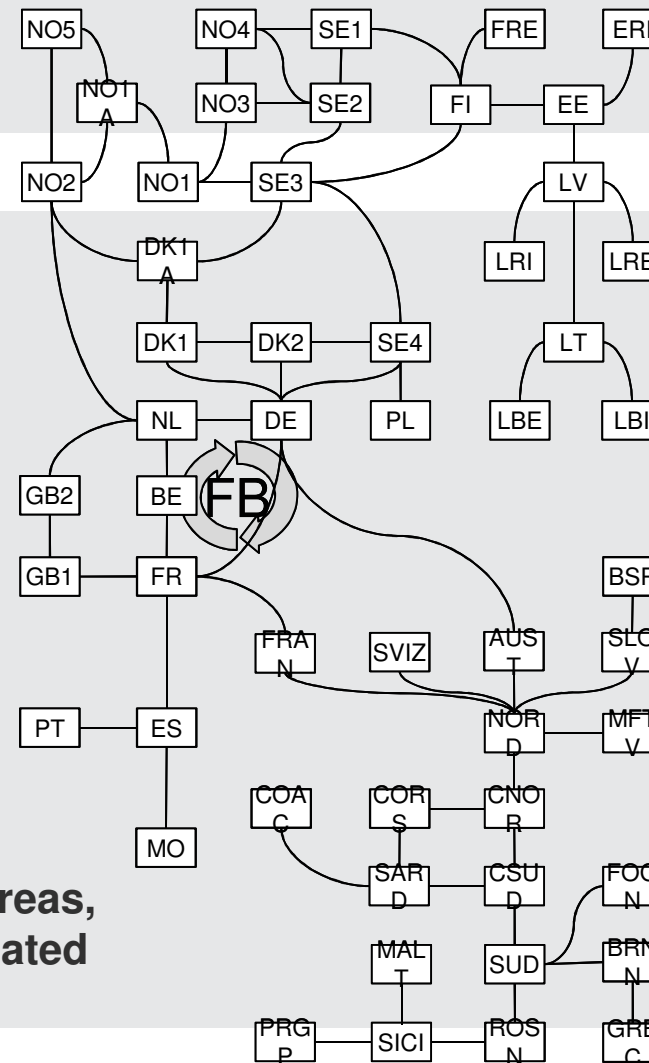
Merit orders

Flow based intuitive

**NORD
POOL**

The problem is solved globally :
For all bidding areas, prices are calculated during the same computation

RECAP



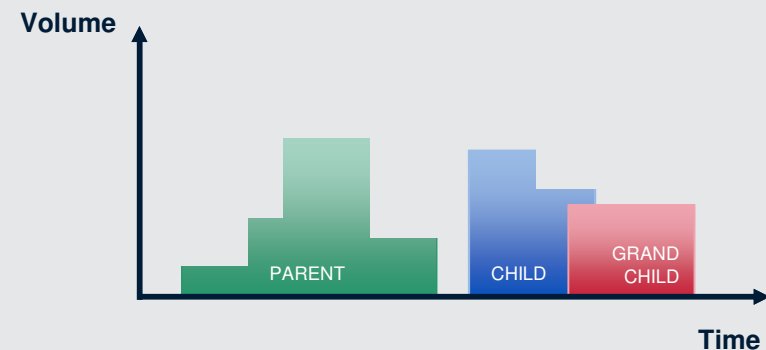
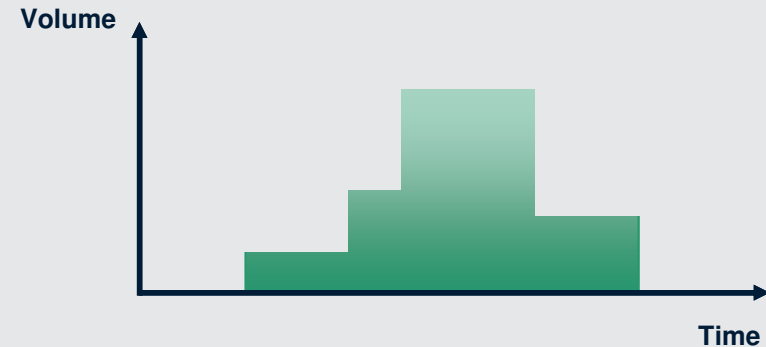


Nye produkter – 17. marts 2016

Profile block order

- ▶ A profile block order is a block order where volume can differ over the entire time span of the block:
 - Order must be uniform, zero volume is not allowed
- ▶ Block duration is minimum three hours:
 - Volume can change hourly
- ▶ The weighted average price over the duration of the order is used to determine acceptance
- ▶ Price of an accepted block order is always the same as area price of the respective bidding area

Example



Curtable block order and Minimum Acceptance Ratio (MAR)

- ▶ Curtable block orders can be partially filled according to a user-defined Minimum Acceptance Ratio (MAR):
 - A block with minimum acceptance ratio of 1 (100%) is said to be fill-or-kill: it is either fully accepted or fully rejected.
 - A block with a minimum acceptance ratio of 0.5 (50%) may be curtailed up to 50%.
 - A block with a minimum acceptance ratio of 0 (0%) is fully curtable.
- ▶ Each block order has to have the same minimum acceptance ratio for all hours (also on profile block orders)

Example: Block order with 'MAR'

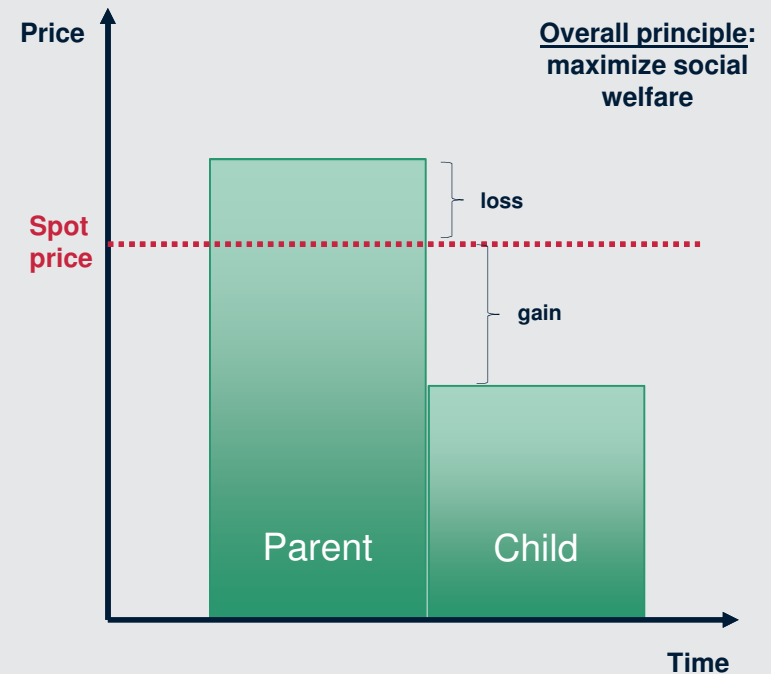
DURATION:	00:00 – 10:00
VOLUME:	-50 MW
PRICE:	200 EUR
MAR(%):	80 %

In the example, the trader allows the block order to be curtailed down to 40 MW (80%) and still be accepted. This will apply for all hours.

Linking of block orders

- ▶ Block orders can be linked together:
 - Normal block orders
 - Profile block orders
 - Curtailable block orders
- ▶ Linked blocks are evaluated as a group:
 - The whole group can be accepted although the first block would create a loss, as long as the group as a whole is profitable
 - Linked blocks are always executed in the original order: it is not possible to 'jump over' a block
- ▶ Possible to link altogether 13 block orders:
 - One parent can have three children
 - Each child can have three grand-children

Example



Exclusive group

- ▶ An Exclusive Group is a cluster of buy and/or sell blocks which are entered with varying volumes, prices, and periods, and out of which maximum one block can be activated (It is possible that none of the blocks is activated):
 - Acceptance rules are the same as for regular blocks
 - If several blocks in an exclusive group are within the user-defined price limit, the block giving the highest social welfare will be accepted
 - One portfolio may contain a maximum three exclusive groups and each exclusive group can contain a maximum 15 block orders
 - An exclusive group can have both profile blocks and blocks with a defined MAR
 - Linking of block orders within an exclusive group is not possible

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Block A	Blue	Blue	Blue	Blue																				
Block B			Red	Red	Red	Red	Red	Red																
Block C											Green	Green	Green	Green	Green	Green								
Block D																			Dark Blue	Dark Blue	Dark Blue	Dark Blue		

Illustrative example of an exclusive group consisting of two four-hour block orders and two six-hour block orders

Flexible order

- ▶ A sell/buy order with a length of one or more hours without a mandatory time restriction:
 - Flexible order is activated for the period it creates highest social welfare
- ▶ Trader must define following attributes:
 - Volume (max. 500 MW)
 - Price ($-500 \leq X \leq 3000$ €/MWh)
 - Duration ($1 \leq X \leq 23$ hours)
 - Time interval (must be at least Duration + 1)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
							-30	-30	-30	-30													
								-30	-30	-30	-30												
									-30	-30	-30	-30											
										-30	-30	-30	-30										
											-30	-30	-30	-30									
												-30	-30	-30	-30								
													-30	-30	-30	-30							
														-30	-30	-30	-30						
															-30	-30	-30	-30					

Flexible order activates on the period that gives highest social welfare.

DA API – kommer inden sommer

Fordele ved at bruge DA API

- ▶ Send ordrer fra interne planlægnings- eller handels-systemer direkte til Nord Pool
 - Undgå tastefejl
 - Brug DA WEB til kvalitetskontrol
 - Mindre timeforbrug
- ▶ Modtag resultat og priser automatisk til interne systemer
 - Back office
 - Planlægning / scheduling
 - Trading
- ▶ EDIEL afløses af API
 - Nye produkter supporters af API

Day Ahead API

HTTP based XML API

Available requests

- ▶ Order submission
 - All Nord Pool order types are supported
- ▶ Results
 - Public results, portfolio results, currency rates
- ▶ Request for access: daapi@nordpoolgroup.com

Day Ahead API Order submission

You submit orders by using the SpotMarketBidDocument

- ▶ All bid types are supported
- ▶ As a limitation in the Day Ahead API, one XML document can only contain:
 - A single hourly order,
 - Block orders (regular and/or profile) , also within exclusive groups
 - Flexible orders
- ▶ for:
 - Only one portfolio
 - Only one area
 - Only one trading day
 - All block orders which belong to the same linked family must always be reported in one XML document.

Day Ahead API Result request

Consist of three XML documents

▶ Publication document

- Used to request public results
 - Area prices, System price
 - Area purchase, sales and net volumes

▶ Allocation results document

- Used to request portfolio level trade results
- One file always contain all portfolio level results for one portfolio in one area for one day

▶ Currency exchange rate document

- Preliminary and official currency rates used for specific date

200 pristrin til 8. juni

Changes to product parameters in Day Ahead Auction from Trading Date 7 June

- ▶ Number of price steps in Single Hourly Orders : 200 per day
 - Previously : 64 price steps
- ▶ Linking of Block Order can now be done between Purchase and Sell orders
 - Previously: Only linking between Purchase orders, or between Sales orders were allowed.
 - Could be relevant for e.g. hydro pump storage
- ▶ Launch date: Tuesday 7 June for trading Wednesday 8 June



Statistik på anvendelse af DA produkter i Norden

Anvendelse af nye produkter - Norden

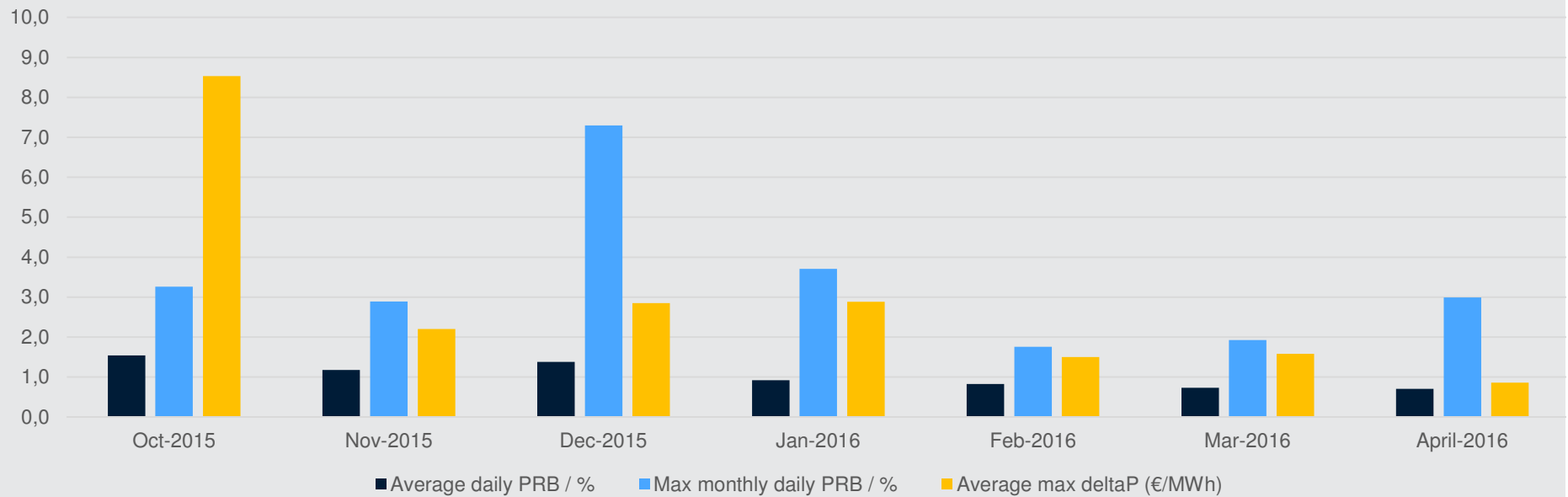
Main product	Variant	Use in Nordic countries
Block orders	Regular blocks	DK, FI, SE, NO
Block orders	Linked	DK, FI, SE, NO
Block orders	MAR	FI, SE
Block orders	Profiled	FI, SE
Block orders	Linked Profiled	FI, SE
Block orders	Profiled/MAR	FI
Block orders	Linked Profiled/MAR	FI
Flexible hourly	Regular blocks	FI, NO
Exclusive groups	Regular blocks	FI, NO
Exclusive groups	MAR	FI, SE
Exclusive groups	Profiled	-
Exclusive groups	Profiled/MAR	-



© Lulla/fotolia

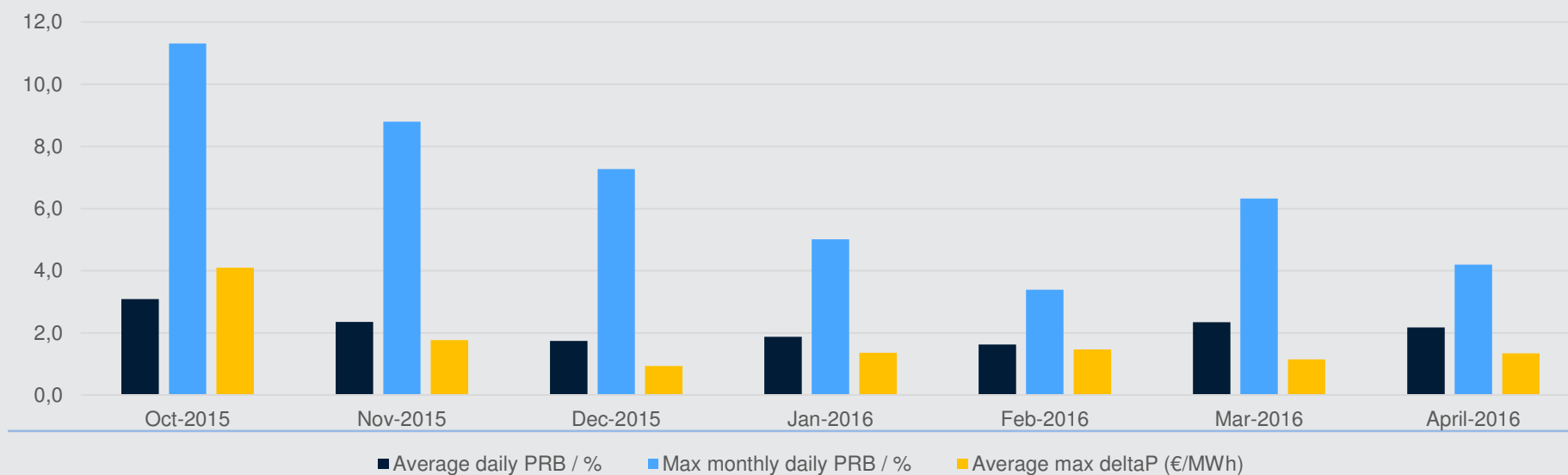
Statistik PRB'er - Europa

Statistics block orders PRBs



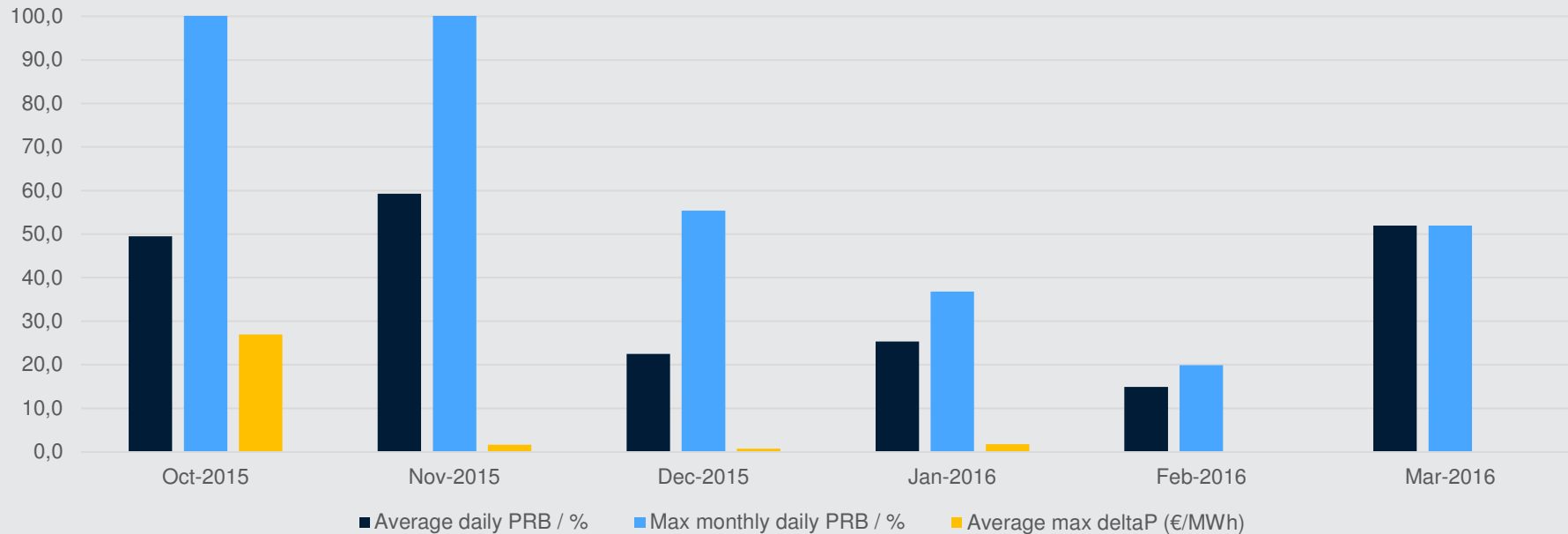
Month	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	Jan-2016	Feb-2016	Mar-2016	April-2016
Average daily PRB / %	1,54	1,17	1,38	0,92	0,83	0,73	0,70
Max monthly daily PRB / %	3,26	2,89	7,30	3,70	1,76	1,93	2,99
Average max deltaP (€/MWh)	8,53	2,20	2,85	2,89	1,50	1,58	0,86
Max max deltaP (€/MWh)	45,86	6,05	9,17	24,65	3,99	5,52	2,29

Statistics linked block orders



Month	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	Jan-2016	Feb-2016	Mar-2016	April-2016
Average daily PRB / %	3,09	2,36	1,74	1,88	1,63	2,35	2,18
Max monthly daily PRB / %	11,31	8,80	7,27	5,02	3,39	6,33	4,20
Average max deltaP (€/MWh)	4,11	1,77	0,94	1,36	1,47	1,15	1,35
Max max deltaP (€/MWh)	19,09	7,24	1,97	3,47	7,67	3,85	7,04

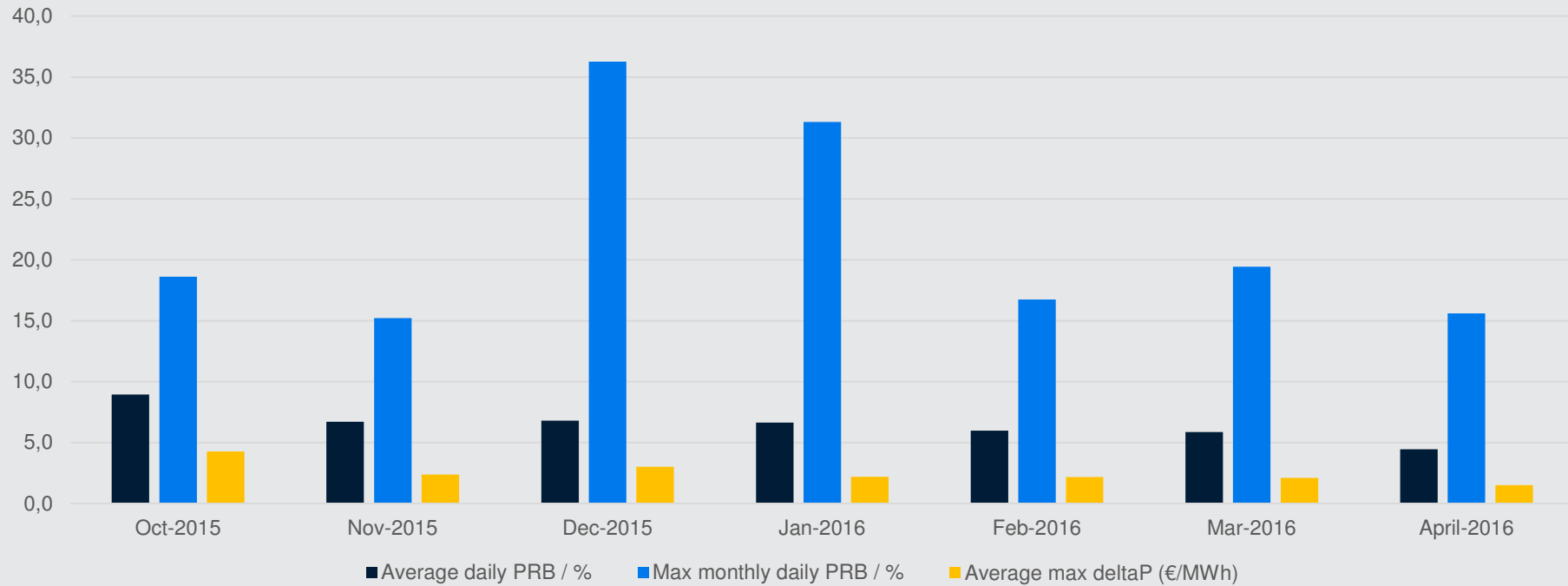
Statistics Flexibid PRBs



Month	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	Jan-2016	Feb-2016	Mar-2016
Average daily PRB / %	49,47	59,30	22,49	25,30	14,89	51,95
Max monthly daily PRB / %	115,43	153,49	55,36	36,80	19,86	51,95
Average max deltaP (€/MWh)	26,96	1,64	0,68	1,77	0,11	0,03
Max max deltaP (€/MWh)	130,03	4,01	2,01	8,68	0,22	0,03

*integrated into exclusive groups from April.

Statistics exclusive group PRB's



Month	Oct-2015	Nov-2015	Dec-2015	Jan-2016	Feb-2016	Mar-2016	April-2016
Average daily PRB / %	8,95	6,71	6,80	6,65	5,98	5,87	4,46
Max monthly daily PRB / %	18,62	15,22	36,28	31,33	16,74	19,45	15,61
Average max deltaP (€/MWh)	4,27	2,38	3,01	2,20	2,16	2,10	1,50
Max max deltaP (€/MWh)	12,42	4,68	9,15	7,05	8,73	8,00	4,92



Ekstra materiale om PRB'er

Paradoxically Rejected Block

A Paradoxically Rejected Block (PRB) is a block that is rejected even if it appears in-the-money with respect to the published prices.

Paradoxically rejected blocks are unavoidable even in the optimal solution. This is a consequence of the fill-or-kill nature of the blocks.

There can exist PRBs of any depth (10€, 40€..)

Market with Block orders - one example

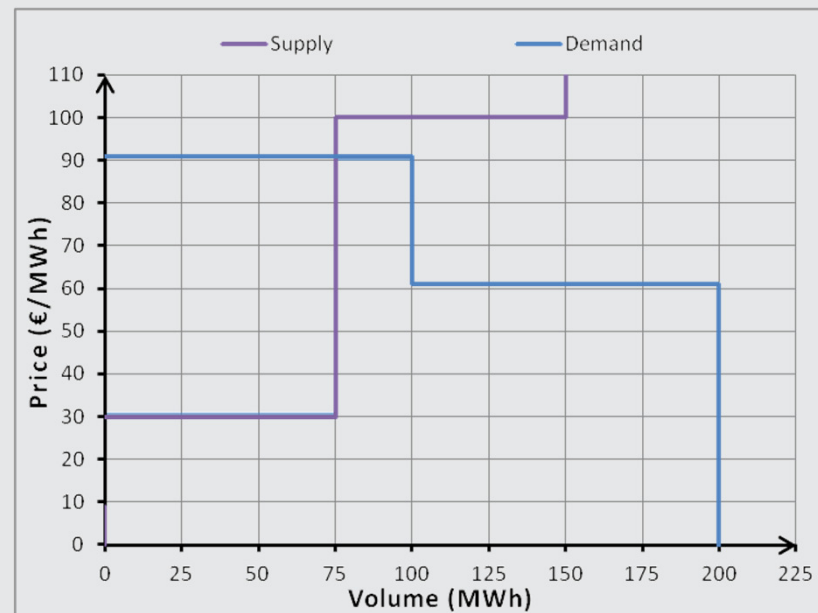
Example : 1 market, 1 single hour

4 hourly orders:

- Buy hourly 100 MW @ 90 €
- Buy hourly 100 MW @ 60 €
- Sell hourly 75 MW @ 30 €
- Sell hourly 75 MW @ 100 €

1 block order:

- Sell block 50 MW @ 80 €



Market with Block orders - one example

1 block → 2 options :

- Reject Block
- Accept block

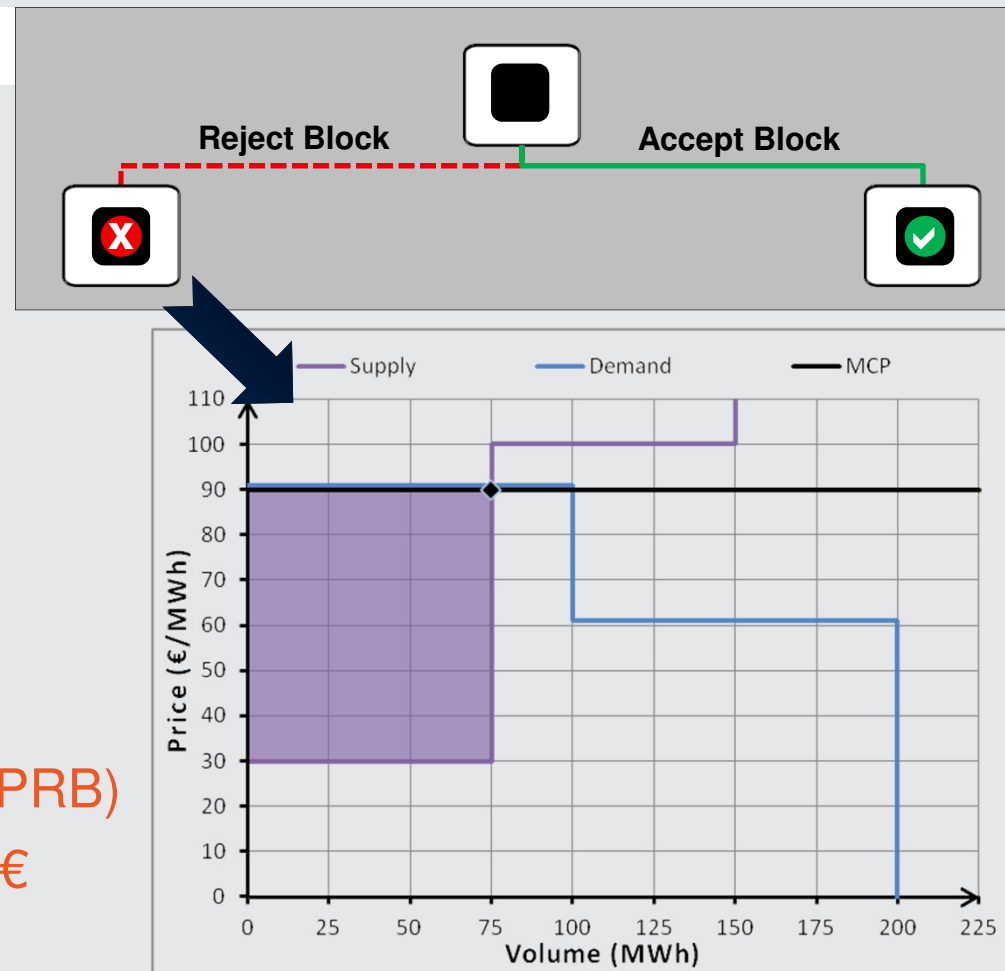
Clearing Price = 90 €

Consumer Surplus = 0 €

Producer Surplus = 4500 €

Block Surplus = 0 €

Block is paradoxically rejected (PRB)
while being in-the-money by 10 €



Market with Block orders - one example

1 block → 2 options :

- Accept block
- Reject block

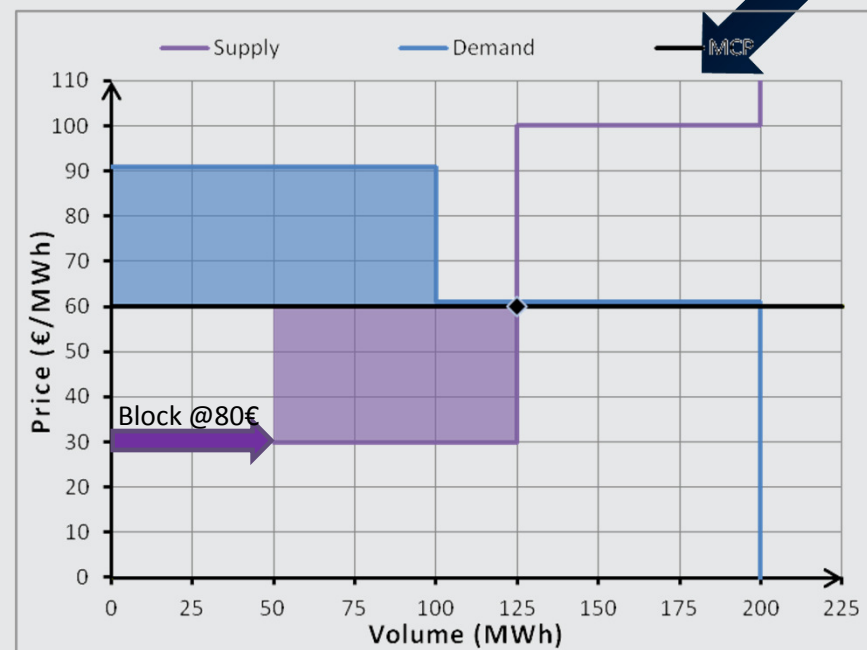
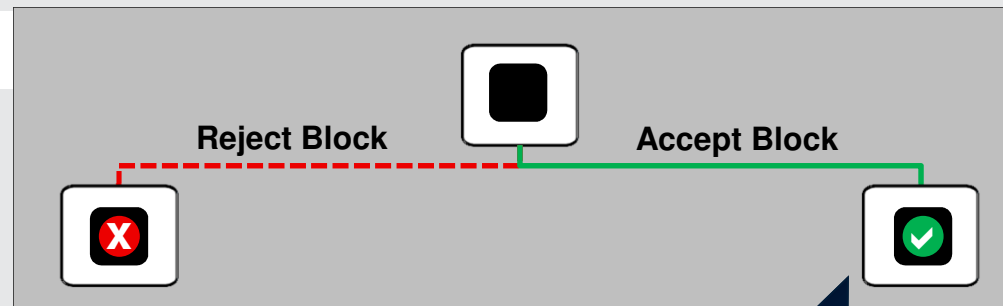
Clearing Price = 60 €

Consumer Surplus = 3000 €

Producer Surplus = 2250 €

Block Surplus = -1000 €

Block is paradoxically
accepted (PAB)



	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Strategisk reserve – status og betydning af Kommissionens capacity mechanism inquiry

Elaktørforum den 12. maj 2016

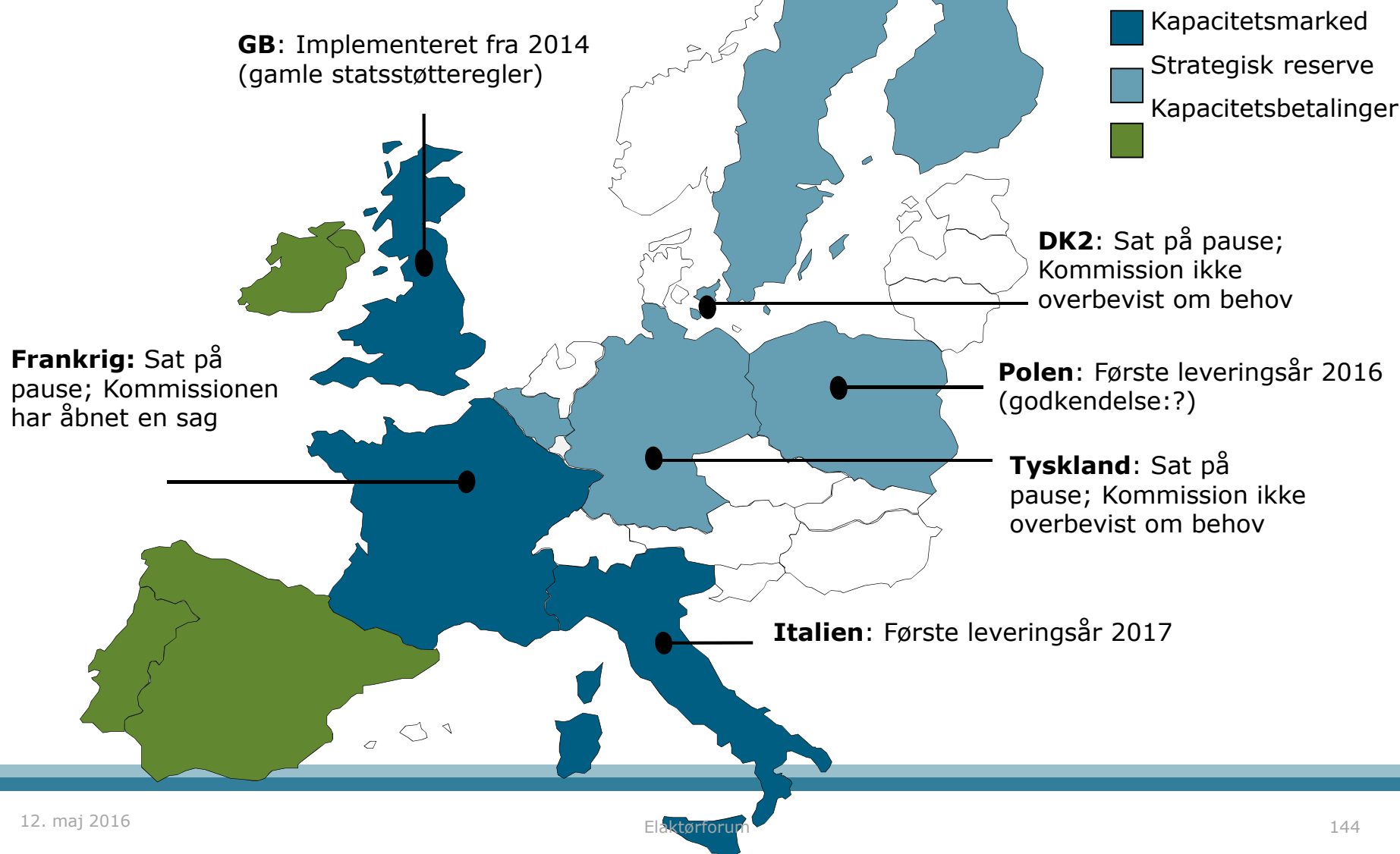
Ulrik Møller, Energinet.dk



Udfordringer med EU godkendelse af indkøbet

- I december 2015 stod det klart, at Kommissionen ikke ville godkende indkøbet af en strategisk reserve i DK2
 - Kommissionen mente ikke, at Energinet.dk i tilstrækkeligt omfang havde redegjort for værdien af reserven for samfundet
- Reelt handler det om , at Kommissionen er i gang med at udvikle konkrete rammer for kapacitetsmekanismer og derfor har sat alle godkendelser på pause

Flere andre lande oplever at godkendelser er sat på pause



EU godkendelse sker principielt ved at bestå en såkaldt balancetest

Støttens nødvendighed;

Værdi for samfundet er højere end omkostningen (CBA);
(Midlertidig) tilstedeværelse af markedsfejl.

Veldesignet mekanisme;

Statsstøtte er et velegnet instrument (Appropriate); At støtten faktisk virker; At støtten ikke er større end nødvendigt (Proportional).

Samfundsøkonomisk fordel;

CBA er udgangspunktet; konsekvensvurderinger for elmarkedsfunktionen, herunder betydning for konkurrencen og grænseoverskridende handel.

Energinet.dk har fortsat som mål at indføre reserven

- Indtil Kommissionens offentliggørelse af *Draft Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms* har det været uklart præcist hvad en balancetest for en strategisk reserve skulle omfatte
- Energinet.dk arbejder nu på at bestå balancetesten, hvor hovedudfordringen er at påvise værdien af reserven (Støttens nødvendighed)
- Derudover, vurderer Energinet.dk betydning af Kommissions position (som følge af capacity mechanism enquiry) for design af indkøbet

Energinet.dk's model for strategisk reserve synes i overensstemmelse med Kommissionens position

- *Draft Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, indeholder indikationer omkring Kommissionens position

Kommissionens fokus	Energinet.dk model
Adressere midlertidigt problem	
Minimere forvridding i elmarkedet	
Modvirke crowding out/sikre additionalitet	
Modvirke incitament til udnyttelse af markedsmagt	

	Elaktørforum – 12. maj 2016 - dagsorden
9:30-10:00	Kaffe og rundstykker
1	Velkommen
2	Opfølgning på Markedsmodel 2.0 aktiviteter • Status på aktiviteter
3	Implementering af Markedsforordninger (NCs/Guidelines) • Capacity allocation and Congestion Management (CACM), herunder kommende høringer, flere børser i Norden, flowbased kapacitetsberegning samt procedurer hvis day ahead markedskobling fejler • Forward Capacity Allocation (FCA), herunder status for ikrafttræden af FCA, opdatering af HAR reglerne (harmonised allocation rules) samt status for finansielle transmissionsrettigheder • Electricity Balancing (EB), herunder kort om indhold, status for godkendelse af reglerne samt udeståenderne emner • Guideline on Transmission System Operation (SO GL), herunder betydning for markedet
4	Den dansk-tyske grænse
5	Orientering fra Energitilsynet , ved Kontorchef for Engros og Transmission Mads Lyndrup
	Frokost
6	Nordisk projekt for finere tidsopløsning (kvartersafregning) • Orientering om projektet, herunder baggrund, status og den fremtidige proces
7	Oplæg fra Nord Pool , ved Henrik Hansen, Market Manager Denmark and Germany • Kort om nye produkter • Statistik for brugen af produkterne på geografiske områder • Euphemia statistik for paradoxalt afviste bud
8	Strategiske reserver i Østdanmark • Kommissionens undersøgelse af kapacitetsmekanismer • Forsyningssikkerhed i DK2 • Næste skridt
9	Information fra Markedsarbejdsgruppen • Information fra møde den 2. marts, herunder status for implicit nettab
10	Afslutning/ evaluering

Markedsarbejds- gruppen

Elaktørforum 12. maj 2016

Lene Egeberg-Gjelstrup, Energinet.dk



Markedsarbejdsgruppemøde den 2. marts 2016

1	Velkommen
2	EksPLICIT allokering på DK1-DE grænsen i det fremtidige intraday marked (XBID)
3	Opfølgning på "Hævelse af prislofter" • Endeligt notat samt det videre arbejde
4	Implicit nettab • Status for nettabsanalysen
5	Forordning CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) • Generel status: tidsplaner, høringer mm. • Flere NEMO'er i Danmark (børser med ansvar for at udføre day ahead og intraday markedskobling) Guideline FCA (Forward Capacity Allocation) • Generel status: tidsplaner, høringer mm. • Opdatering af HAR reglerne (Harmonised Allocation Rules)
6	EMIR rapportering af FTR optioner

Rapporter, mødemateriale, referat: <http://www.energinet.dk/DA/OM-OS/Konferencer/Sider/Markedsarbejdsgruppemoede-nr-2.aspx>

Implicitte nettab

Elaktørforum 12. maj 2016

Nanna Follmer Larsen, Energinet.dk



Implicitte nettab

Sidste år havde NO2 og DK1 samme pris i ca. 65% af tiden. I alle timer var der flow på forbindelsen imellem DK1 og NO2

Potentielt har forbruger betalt for at opvarme luft og hav i 65% af tiden

- Energinet.dk og de øvrige nordiske TSOer undersøger derfor de samfundsøkonomiske effekter af at implementere implicitte nettab på DC-forbindelser i Norden
- Implementering af implicitte nettab betyder,
 - Strøm overføres kun hvis prisforskellen dækker udgiften til nettab.
 - Større forbindelse imellem markedet og fysikken.
- Analysen forventes af være færdig til sommer
- Hvis analysen er positiv vil Energinet.dk herefter skulle lave en metodeanmeldelse og implementeringsplan.

