



Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

VELKOMMEN TIL ONLINE ELAKTØRFORUM

*Johannes Bruun, Senior Manager Internationale Elmarkeder,
Elsystemansvar*

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

An abstract geometric pattern on the left side of the slide, composed of thin grey lines forming a complex network of interconnected triangles and polygons, resembling a wireframe or a network diagram.

BREXIT

Trade agreement – hvad sker der nu?

*Jeppe Hedegaard Munck, Internationale Elmarkeder,
Elsystemansvar*

TIDSPLAN

1. april: CBA færdig

31/12: Tekniske
forhold på
plads

1. April 2022:
LVC go live

Q3 2023:
Viking Link go
live

STATUS PRIMO MARTS

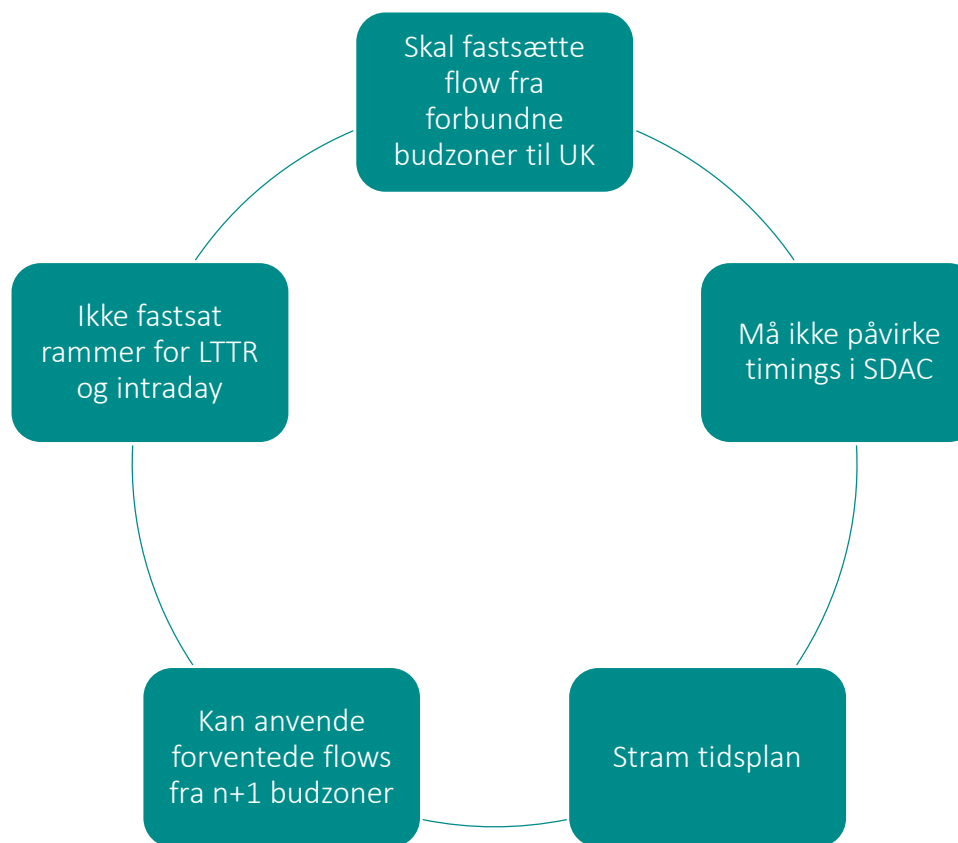


Arbejde med cost-benefit-analyse i gang

Dialog med EU-kom. om rammerne for LVC

Overordnede drøftelser om udfordringer og muligheder

MULTI REGION LOOSE VOLUME COUPLING



HVILKE SPØRGSMÅL REJSER LVC?

- Hvilke forecasts for n+1 budzoner skal bruges og hvor gode er de?
- Hvad er risikoen for flow i den forkerte retning (høj til lav pris)
- Hvornår skal LVC-løsningen køre?
- Kan man bruge de samme ordrebøger som i SDAC (Single Day-Ahead Coupling)?
- Giver LVC prioriteret adgang for forbindelser til UK?
- Hvad betyder LVC for langsigtede transmissionsrettigheder og intraday?



LVC?!?

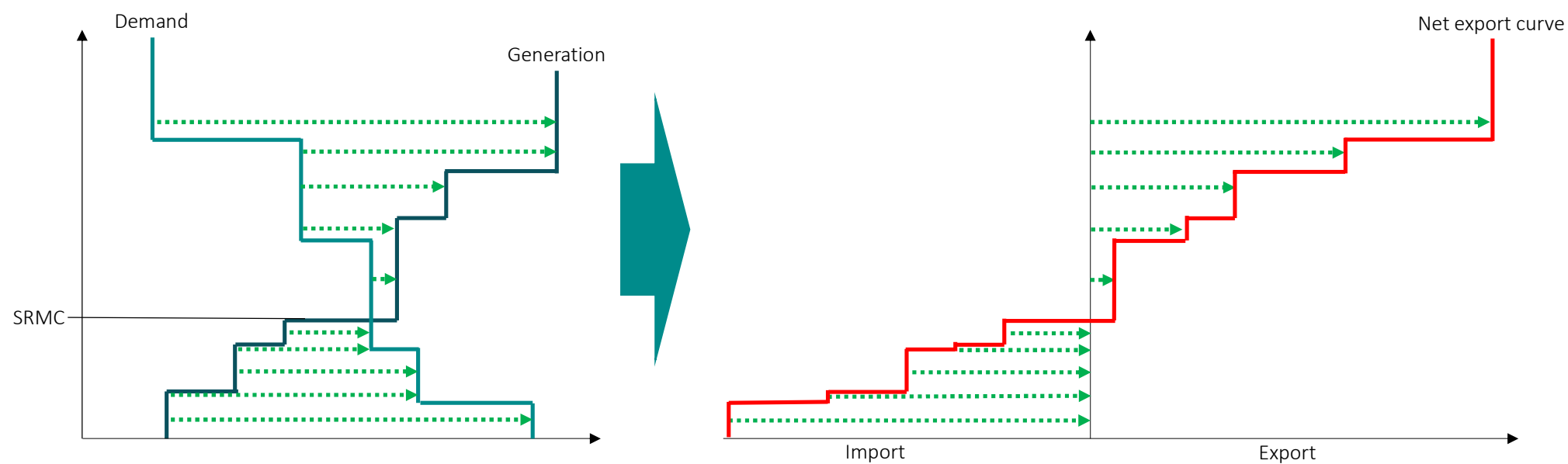
INPUT TIL FLOWBEREGNING

En mulighed i hvert fald...

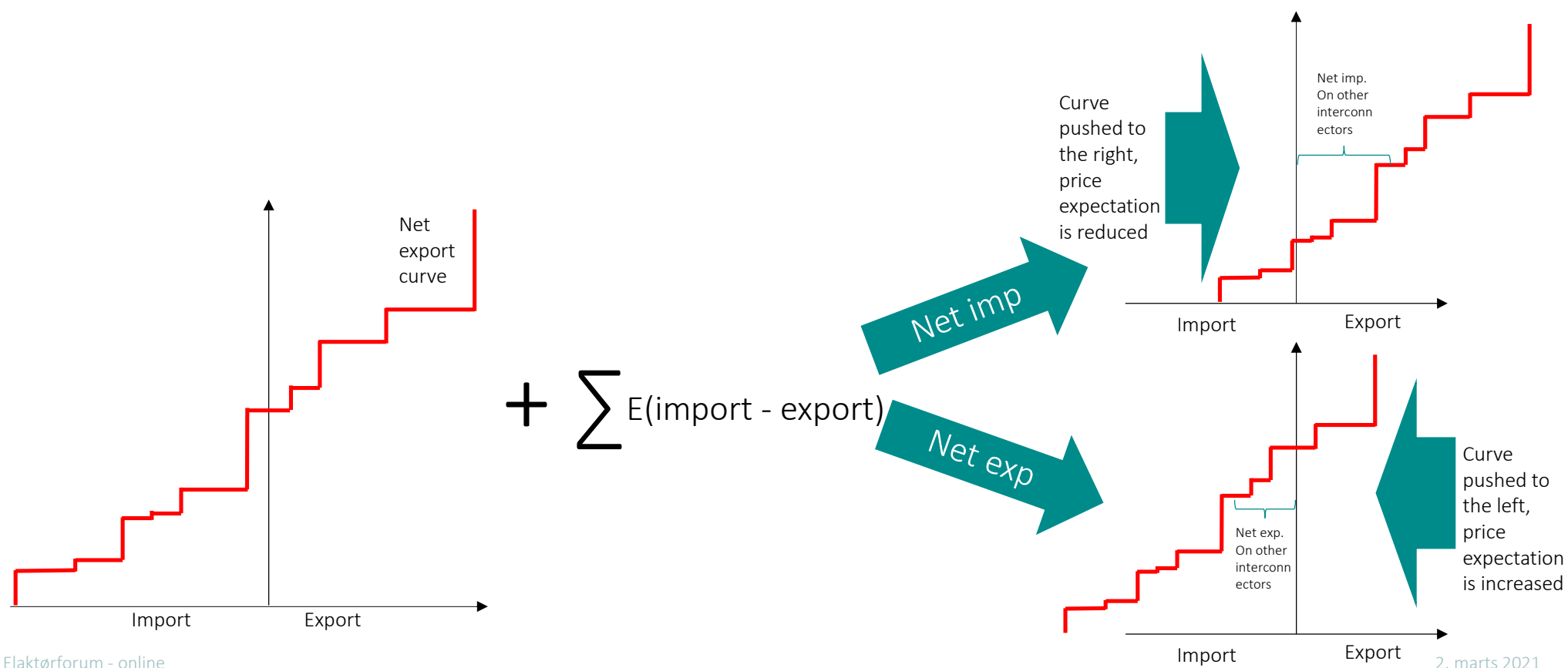
$$\sum(Produktion - forbrug)_{DK1} + \sum E_{d-2}(Import - eksport)_{DK1 \leftrightarrow Budzone n} = \text{Net export curve}$$



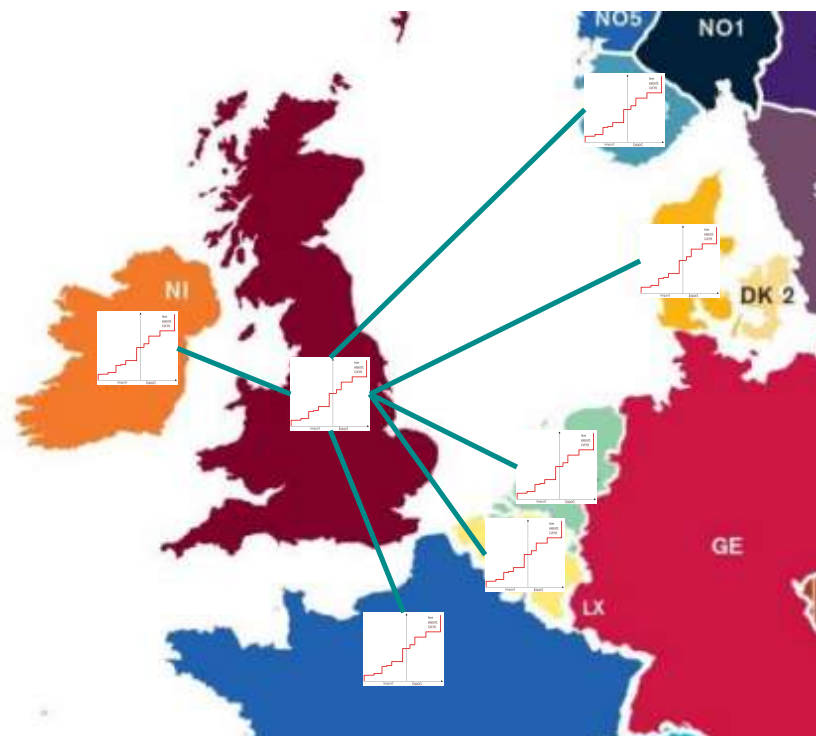
UDARBEJDELSE AF EXPORT CURVE BASERET PÅ ORDREBOG



INDARBEJDELSE AF FORVENTEDE FLOWS FRA INTERCONNECTORER MELLEM BUDZONER FORBUNDET TIL UK OG ØVRIGE BUDZONER



VOLUME COUPLING PROCESS



En markedsoperatør vil få til opgave at:

1. Generere net export curves (NEC) for alle syv budzoner
2. Justere NEC for de syv budzoner afhængig af forventet flow fra øvrige budzoner
3. Maksimere samfundsøkonomi i de syv budzoner baseret på tilpassede NEC, ramping begrænsninger og interconnector kapacitet
4. Fastsætte flow på de enkelte interconnectorer i forlængelse af optimeringen
5. Indberette pris-ufleksible bud (produktion eller forbrug) i de syv budzoner, så det svarer til flowet på interconnectorerne

EFTER LVC



Intradayløsning bliver central for at vende forkerte flows

Hvilke LTTR? PTR? FTR?

Balancemarked

BILAG OM FTA INDHOLD

Gennemgås ikke på markedsaktørforum

FTA/TCA - HOVEDINDHOLD

ENER.13.1: Hver part sikrer, at:

- kapacitetsfordelingen og håndteringen af kapacitetsbegrænsninger på interconnectorer er markedsbaseret, gennemsigtig og ikke-diskriminerende
- interconnectorers maksimale kapacitetsniveau stilles til rådighed (under hensyntagen til sikker systemdrift og den mest effektive anvendelse af systemerne)
- Kapacitetsbegrænsning må kun finde sted i nødsituationer og skal ske på en ikke-diskriminerende måde
- Ingen netafgifter på enkeltstående transaktioner vedrørende interconnectorer, og der er ingen mindstepriser for anvendelse af dem
- Kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger på tværs af interconnectorer koordineres mellem de berørte TSOer i hhv. EU og UK. Denne koordinering skal omfatte udvikling af ordninger, der kan skabe solide og effektive resultater inden for alle relevante tidsrammer, dvs. forwardkontrakter, day-ahead- intraday- og balanceordninger.

FTA/TCA - HOVEDINDHOLD

ENER.14.1: Med hensyn til kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger i day-ahead markedet træffer "Specialudvalget om Energi" de nødvendige foranstaltninger for at sikre, at TSOerne udvikler ordninger med tekniske procedurer i overensstemmelse med bilag ENER-4 inden for en bestemt tidsfrist.

ENER.19.3: Hver part sikrer, at dens respektive transmissionssystemoperatører anmoder om udtalelse fra ACER (samt tilsvarende instans i UK), om de respektive tekniske procedurer i tilfælde af uenighed og under alle omstændigheder inden færdiggørelsen af de pågældende tekniske procedurer. Parternes respektive transmissionssystemoperatører forelægger de pågældende udtalelser sammen med udkastet til tekniske procedurer for "Specialudvalget om Energi".

FTA/TCA - HOVEDINDHOLD

ENER.20.1: Parterne sikrer, at ACER og tilsv. reguleringsmyndighed i UK, så hurtigt som muligt udvikler kontakter og indfører administrative ordninger for at fremme opfyldelsen af denne aftales mål. Kontakten og de administrative ordninger skal mindst omfatte følgende områder:

- Forebyggelse af markedsmisbrug på engrosmarkederne for elektricitet og gas
- el- og forsyningsikkerhed
- Infrastrukturplanlægning
- offshoreenergi
- effektiv anvendelse af el- og interconnectorer
- samarbejde mellem TSOer

Ingen told og tariffer

Bestemmelserne om energi gælder frem til 30. juni 2026 – herefter kan/skal der forlænges for 1 år ad gangen

FTA / TCA – BILAG ENER-4

ENER-4.1: Day-ahead handel baseres på "multi-region loose volume coupling"

ENER-4.1: TSOerne udvikler forslagsskitser og cost-benefit-analyser

ENER-4.2: Denne nye implicitte markedskoblingsfunktion skal fastlægge flow på interconnectorer mellem EU og UK

ENER-4.3: Algoritmen skal medtage:

- day-ahead bud fra budområder, som er direkte forbundet med UK via interconnectorer (dvs. FR, BE, NL, IR (NO, GE & DK))
- Day-ahead bud i UK
- Netværks- og systemkapaciteter fastlagt i overensstemmelse med procedure aftalt mellem TSOerne
- Data for forventede flows på interconnectorer (både AC og DC) mellem direkte forbundne budområder i EU samt ikke-direkte forbundne budområder (dvs. fx. flow ml. DK1 og DK2 medtages)

Algoritmen skal tage hensyn til tab og ramping på interconnectorerne.

FTA / TCA – BILAG ENER-4

ENER-4.4: Markedskoblingsfunktionen skal køres i god tid før parternes respektive day-ahead-markeder (SDAC i EU)

ENER-4.4 c): Ny algoritme påkrævet - EUPHEMIA-algoritmen kan ikke bruges

ENER-4.4 a): De beregnede flows medtages parternes respektive day-ahead markeder (dvs. den nye metode genererer vigtigt input til SDAC)

ENER-4.6: Omkostninger til udvikling og gennemførelse deles ligeligt mellem relevante TSOer eller andre enheder fra hhv. EU og UK (50:50)

ENER-4.6 – del 2: Tidsplan:

- senest efter 3 måneder – cost-benefit-analyser og forslagsskitser til de tekniske procedurer
- senest efter 10 måneder – forslag til de tekniske procedurer
- senest efter 15 måneder – ibrugtagning af de tekniske procedurer.

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

NORDIC BIDDING ZONE REVIEW

Jim Vilsson, Internationale Elmarkeder, Elsystemansvar

Agenda

- > Bidding zones and Legal framework for the review
 - > Status of the ongoing work
 - > Nodal pricing simulations to define alternative configurations
-

Introduction

- > Why bidding zones?
 - > Legal framework for the review
-

A bidding zone is the largest geographical area within which market participants are able to exchange energy without capacity allocation

(EU 2019/943 article 2)

Why bidding zones? (EU 2019/943 art 14)

- > One of the appropriate measures to address congestion that is allowed in EU regulations
- > Bidding zone borders shall be based on long-term, structural congestions in the transmission network

Structural congestion: congestion in the in the transmission system that can be unambiguously defined, is predictable and geographic stable over time, and frequently occurs under normal electricity system conditions (EU 2019/943)

Why bidding zone review?

Power system transformation

In a transforming power system..

- > Large portfolios of ongoing and planned grid development in the Nordic grid
- > Massive increase in renewable generation often located far away from high consumption areas
- > Decommissioning of nuclear plants in Sweden and other conventional plants throughout the Nordics
- > Changing and growing electricity demand, often in urban areas with limiting and decreasing power production

..TSO's need to ensure an optimal configuration of bidding zones

- > Reflect structural congestion and maximize cross-zonal trading opportunities
- > Maximize economic efficiency
- > Maintaining security of supply



Current Nordic configurations

- > The Nordics have a long tradition of applying several bidding zones within our territories
- > For each hour and bidding zone border transmission capacities which maximize cross-zonal capacity while respecting operational security limits are allocated to the market
- > When the transmission capacity between two bidding zones are limiting trade flows price differences occur



Status quo Nordic configurations.

Why bidding zone review?

Legal framework

CACM (EU 2015/1222) includes:

- > rules for launching a review of the current bidding zones and for performing the review (article 32)
- > the criteria's to be used in the evaluation process (article 33)

The electricity regulation (EU 2019/943) require TSOs' to (article 14):

- > submit a proposal for a common methodology to be used in the bidding zone review process as well as the alternative configurations to be considered in each capacity calculation region to the relevant authorities
- > carry out the review according to the common methodology and the time plan according to the regulation. The review shall identify structural congestions and include an analysis of different configurations in a coordinated manner.

Why bidding zone review?

Legal framework – summary

- > European regulations, aiming to support the development of the internal market for electricity, govern the processes and time-plan for evaluation of the current bidding zone configurations
- > The electricity regulation (EU 2019/943) launched the ongoing common review for the EU and specifies the process, deadlines as well as the decision making process
- > The review shall identify all structural congestion and include an analysis of alternative bidding zone configurations
 - > the bidding zone borders should be based on the location of structural congestion in the grid
- > The review shall ensure an optimal configuration of bidding zones maximizing economic efficiency and cross-zonal trading capacity while maintaining security of supply

Status of the ongoing work

- > Acer decision on methodology
 - > Additional data request
 - > Time-line
-

Acer decision on methodology in late November 2020

- > All TSO proposal on the methodology for the alternative configurations to study was submitted to all NRA's in October 2019
 - > Request for amendment from NRAs → TSO's sent in an updated version in February 2020
- > NRAs were not able to take an unanimous decision to approve the proposal → the decision was referred to the European regulator, Acer
- > Acer decision on the methodology late November 2020
 - > No decision on alternative configurations, but an additional data request



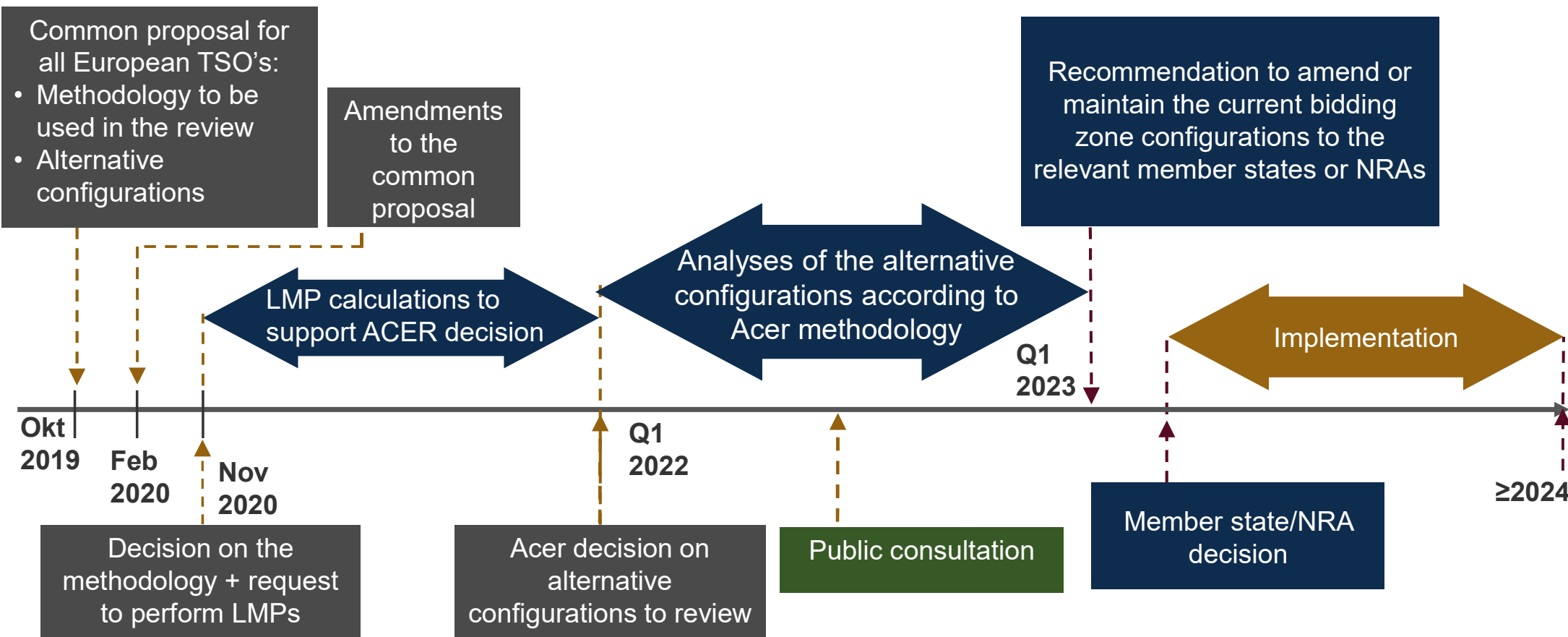
The decision require TSOs to perform locational marginal pricing simulations (LMPs)

- > The updated BZR proposal did not include alternative configurations for most regions (only Nordics and Greece)
- > Nordic TSOs were not able to deliver all information required by Acer to make an informed decision on our proposed configurations due to national security legislation
- > Acer require all TSOs to perform nodal simulations
 - > Proposed configurations will be confirmed or adapted
 - > The results will also be used in the review to assess some of the criteria's to evaluate the performance of the BZ
- > Nordic TSO's will perform the simulations for the Nordics



Proposed configurations from the Nordics that will be confirmed or adapted by ACER.

Time line for the ongoing process



Six months after the start of the bidding zone review (mid 2022) a public consultation will be held focusing on..

- > the impacts of alternative BZ configurations on market liquidity, transaction costs and transition costs
- > possible measures to mitigate negative impacts of specific alternative BZ configurations
- > the identification of practical considerations which may need to be considered in case of a possible BZ configuration change, including possible timescales for implementation of alternative BZ configurations

The ongoing review does not automatically mean there will be changes

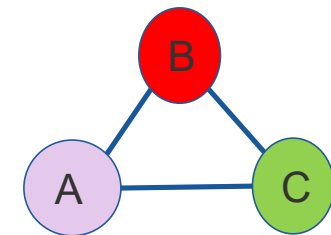
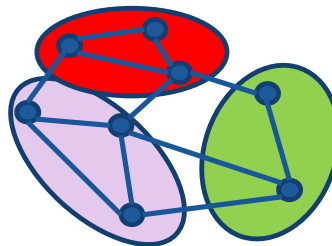
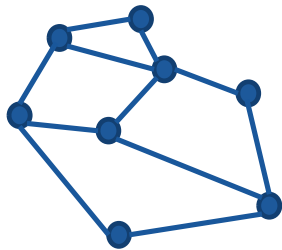
- > The review will result in a joint proposal to the relevant member states or their competent authorities to amend or maintain the current bidding zones
- > Any decision will specify the date of implementing any changes, balancing the need for a rapid change with practical considerations, including forward trade if electricity
 - > Nordic TSO's estimate is that no changes will be implemented before 2024

Nodal pricing simulations to define alternative configurations

- > Different modelling approaches
 - > Nodal modelling for the Nordics
-

Different modelling approaches

- > The goal of all market modelling is to solve an optimal economic dispatch problem where the difference between consumer benefits and production costs is maximized, subject to generation and transmission constraints
- > In a nodal model all relevant physical constraints are taken into account in the optimization, giving values for power in each node
- > A zonal model is a simplification of the nodal where the network is physically aggregated and highly simplified and the value of power is aggregated for each zone



Nodal modelling for the Nordics

- > The calculation can be performed on synchronous area level using grid and market data for 2025
 - > Nordic TSOs have chosen to perform the calculations by our own using the tool BID3
- > As result we will get prices at each node that reflect both the cost of the energy and the cost of delivering it, including congestion costs, thus identifying the areas of the network contributing the most to network congestions
- > Limited experience in performing this kind of calculations in the Nordics (and in other synchronous areas) → there may be some uncertainty in the reliability of the results



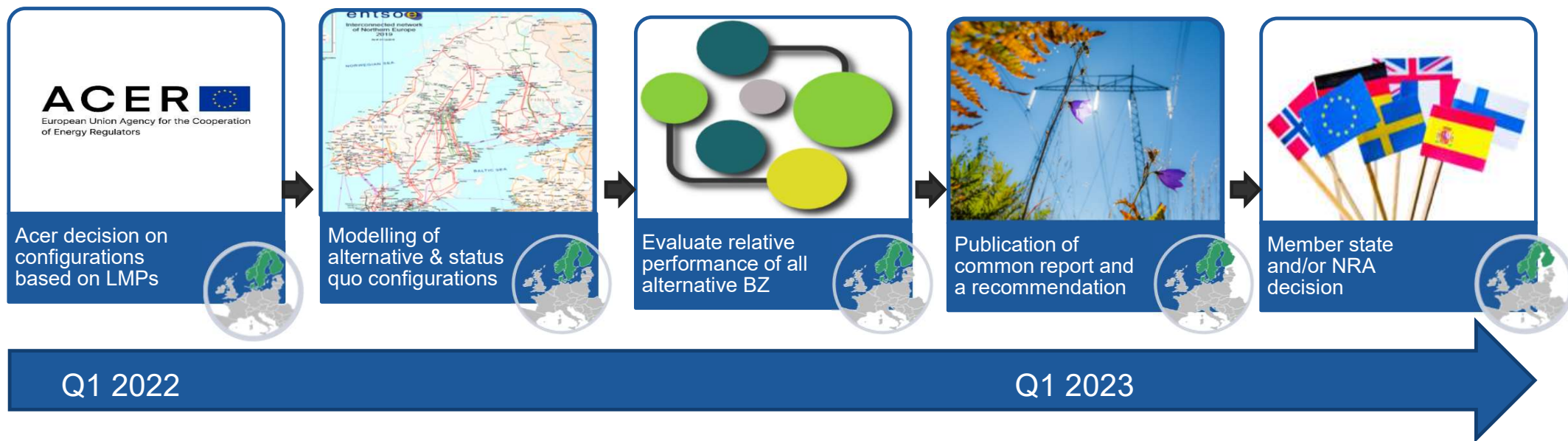
Modelling of status quo and alternative bidding zones using the same assumptions as for the LMPs

- > Network model including network elements expected to be operational during the target year (2025)
- > Market data for 2025
- > Three common climate years to be selected jointly by all European TSOs
 - > Nordics may use additional years

The results from nodal modelling will be used to define alternative bidding zones based on the location of structural congestion

- > Information on nodal prices, nodal production, storage and demand, limiting grid elements etc. will be used by Acer to identify structural congestion and based on this information, they will decide on the alternative configurations to be studied in the review
- > ACER will ultimately decide on alternative configurations based on the data delivered
 - We may end up in analysing other alternative configurations than those proposed in February 2020

Overview of the bidding zone review process from Acer decision on alternative configurations





List of evaluation criteria based on CACM

Network security	Market efficiency	
<p>Operational security</p> <p>Security of supply</p> <p>Degree of uncertainty in cross-zonal capacity calculations</p>	<p>Economic efficiency</p> <p>Firmness costs</p> <p>Market liquidity and transaction costs</p> <p>Market concentration & market power</p> <p>Facilitation of effective competition</p> <p>Pricesignals for building infrastructure</p>	<p>Transition costs</p> <p>Infrastructure costs</p> <p>Market outcome in comparison to corrective measures</p> <p>Adverse effects of internal transactions on other BZ</p> <p>Operation and efficiency of the balancing mechanisms and imbalance settlement</p>
Stability and robustness of BZ	Accuracy and robustness of price signals	Energy transition
<p>Stability and robustness of BZ over time</p> <p>Consistency across capacity calculation time frames</p> <p>Assignment of generation and load units to BZ</p> <p>Location and frequency of congestion</p>		<p>Short-term effects on CO2 emissions</p> <p>Short-term effects on RES integration</p> <p>Long-term effect on low-carbon investments</p>



Evaluation – overall process

Step 1: Monetised benefits for each alternative

Change in socio-economic welfare
Benefits or losses from other criteria's that can be monetized

Step 2: Assessment of all other criteria

Conclude for each of the criteria's if the BZ configuration perform same, worse or better than status quo

Step 3: Acceptability assessment

Identify the ones that perform below acceptable in the light of the indicators and possible measures to mitigate negative effects, consult NRAs on unacceptable configurations



List of acceptable configurations

List of rejected/unacceptable configurations



Step 4: Consolidating results

Recommendation on whether to amend or maintain the current BZ configurations based on the list of acceptable configurations

Thank you!

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag



KONSEKVENSER VED EN ÆNDRET STRUKTUR AF CAPACITY CALCULATION REGIONS (CCR) FOR ENERGINET

*Johannes Bruun, Senior Manager Internationale Elmarkeder,
Elsystemansvar*

HVAD GÅR DET UD PÅ?

CCR definerer regionale områder for ”kapacitetsberegninger”, og konfigurationen har en lang række afledte konsekvenser for, hvordan TSO’ernes markeds- og driftssamarbejde fastlægges

- Både Europa-Kommissionen og ACER ønsker at reducere antallet af CCR-regioner
- ACER har stillet forslag om at flytte DK1/DE og COBRA-grænserne fra CCR Hansa til CCR Core
- Samtidig flyttes Storebælt-, KontiSkan- og Skagerrak-grænserne fra CCR Nordic til CCR Hansa
- Ændringen vil forventeligt træde i kraft i 2024



HVAD ER KONSEKVENSERNE FOR ENERGINET?

OMKOSTNINGER FOR DANMARK

- Deltagelse i tre CCR regioner og to RSC'er
- Regulatorisk og driftsmæssig kompleksitet
- Øget behov for IT-investeringer
- Forventes at vanskeliggøre deling af reserver mellem DK1-DK2
- Ingen værdiskabelse

OPSPLITNING AF DET DANSKE ELSYSTEM

- Rationale bag etablering af et samlet dansk elsystem udfordres
- Mulig udelukkelse af DK1 fra fælles nordisk driftsregion (SOR)
- Risiko for, at Energinet skal afhjælpe driftsudfordringer i naboområderne, før vi kan hjælpe over Storebælt

INDFLYDELSE I TSO-SAMARBEJDET MINDSKES

- Drifts- og markedssamarbejder splittes op:
 - DK2 i Norden
 - DK1 på kontinentet
- Risiko for yderligere pres for at trække en synkrongrænse mellem Norden og kontinentet

HVAD KAN VI GØRE VED DET?

Flere muligheder for at øve indflydelse

- ACERs skriftlige høring
 - ENTSO-E høringssvar samt et fælles Nordisk TSO høringssvar der stiller skarpt på jura og konsekvenser i Danmark og Norden
 - Ørsted høringssvar og FSTS høringssvar
- Afstemningen i ACER's Board of Regulators
 - Det vil kræve 10 "nej" stemmer for at udgøre et blokerende mindretal
- Mulighed for appel til ACER's Board of Appeal, hvis 1. og 2. ikke giver et ønsket resultat

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

IMPLICIT NETTAB PÅ SKAGERRAK FORBINDELSEN

De første erfaringer

Ulrik Møller, Internationale Elmarkeder, Elsystemansvar

INTRODUKTION

- Pr. leveringsdag 18. februar er der indført implicit nettab på forbindelsen mellem DK1 og NO2 i day ahead markedet
- Implicit nettab erstatter eksplicit nettab, hvor TSO'erne hidtil har håndteret nettabet ved at indkøbe dette ved et prisuafhængigt bud i day ahead markedet
- Implicit nettab betyder at nettabet håndteres endogent i børsernes pris-/mængde beregninger i day ahead markedet, som endnu en bibetingelse:

Hvis flaskehals: Eksportpris < (1 - tabsprocent) · importpris

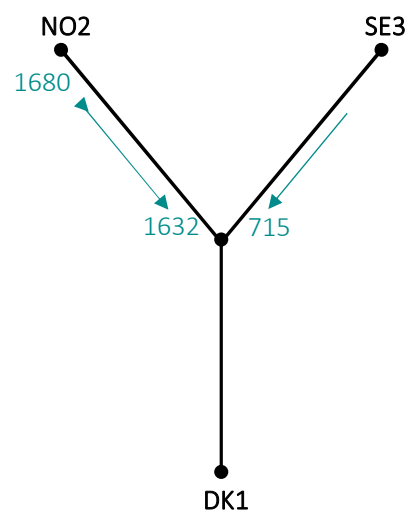
Hvis ikke flaskehals: Eksportpris ≤ (1 - tabsprocent) · importpris

- Gevinsten er således, at der kun udveksles strøm hvis værdien er mindst lig med omkostningen ved nettabet
- Tabsprocenten er sat til 2,9%

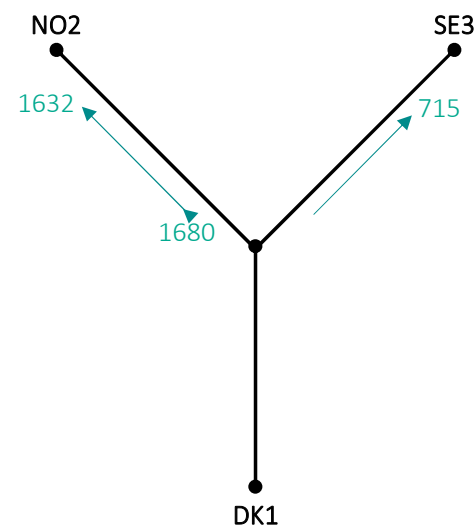
IMPLICIT NETTAB I KAPACITETSUDMELDINGEN

Implicit nettab betyder at kapaciteten der gives til markedet er forskellig i sending – og recieving end

Day ahead - import



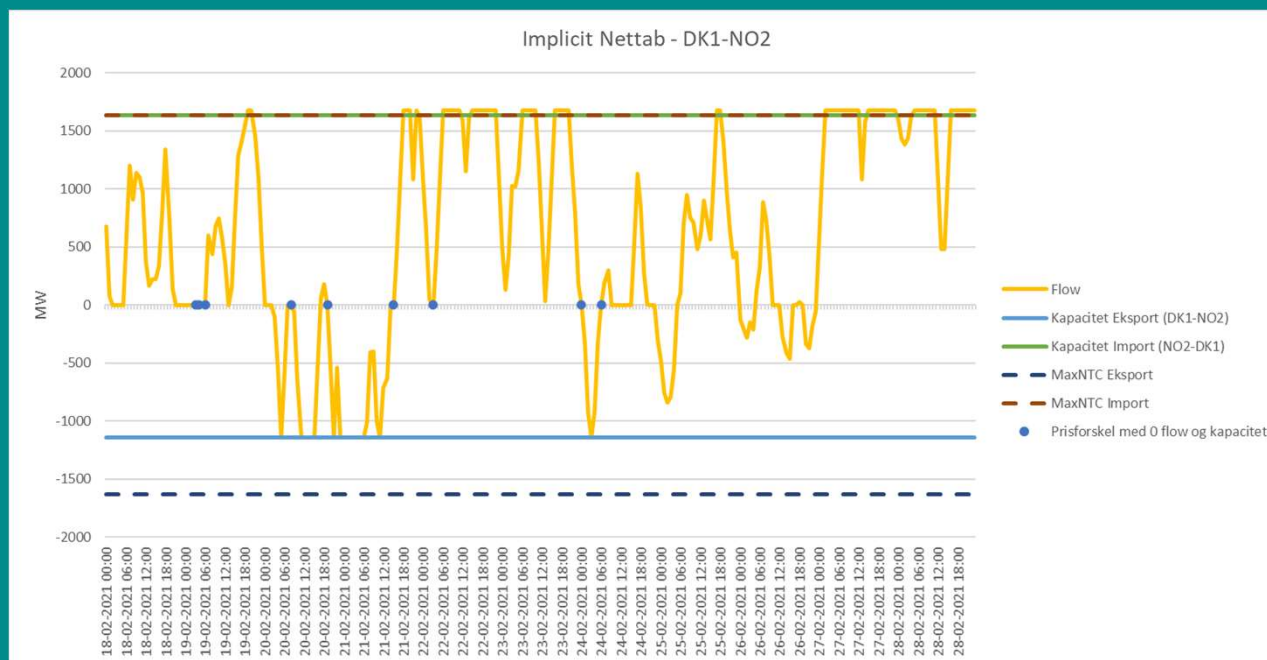
Day ahead - export



- Implicit nettab viser sig som 0-flow kombineret med prisforskkel efter pris-/mængde beregningerne

SAMFUNDSØKONOMISK GEVINST

TIMER MED 0-FLOW



SAMFUNDSØKONOMISK GEVINST

FORVENTET GEVINST

Mio. DKK/år	SUM
Danmark	16,6
Sverige	0,5
Norge	6,6
Finland	-3,2
Norden samlet	20,4

Kilde: Baggrundsregneark sendt til FSTS 11. juli 2018.
Note: Tabsprocent 3,8%

GROFT SKØN OVER
GEVINST DE FØRSTE
10 DAGE

51.000 kr.

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE Q4 OG 2020

Til information - præsenteres ikke

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE - Q4 GENNEMSNIIT – DK1

Forbindelse	Import	Export
DK1 – DE	80,36%	68,42 %
DK1 – NL	0%	0%
DK1 – NO2	93,91%	60,18%
DK1 – SE3	69,19%	87,96%

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE - 2020

GENNEMSNIT – DK1

Forbindelse	Import	Export
DK1 – DE	87,5%	68,31
DK1 – NL	73,23%	61,57%
DK1 – NO2	74,17%	66,17%*
DK1 – SE3	71,20%	87,49%

*Mangler data fra Juli

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE - Q4 GENNEMSNIT – DK2

Forbindelse	Import	Export
DK2 – DE	16,04%	8,75%
DK2 – SE4	95,94%	91,19%

KAPACITET PÅ UDLANDSFORBINDELSERNE - 2020

GENNEMSNIT – DK2

Forbindelse	Import	Export
DK2 – DE	70,32%	68,51
DK2 – SE4	80,74%	75,25%

Dagsorden - Elaktørforum den 2. marts 12:30-14:30 – online møde	
12:30	1) Velkommen
12:45	2) Brexit – EU-UK trade agreement
13:05	3) Orientering ved Forsyningstilsynet
13:35	4) Nordic budzone review
13:55	5) ACER forslag til ændret struktur for Capacity Calculation Regions (CCR)
14:15	6) Erfaringer fra implicit nettab
	Kapacitet på udlandsforbindelserne Q4 og 2020 – præsenteres ikke – til information
14:30	Tak for i dag