

An aerial photograph of a lush green forest. A winding road or path cuts through the trees, leading to a small, clear lake. Several high-voltage power lines stretch across the landscape from the top left towards the bottom right. The sun is low in the sky, creating a warm, golden glow over the scene.

---

# Webbseminarium om införande av flödesbaserad marknadskoppling

med fokus på kapacitetsberäkning  
(flowbased capacity calculation)

2020-08-27



---

# Innehåll

- > Bakgrund och syfte med seminariet – Erik Ek
- > Introduktion till kapacitetsberäkning – Mårten Bergman
- > Varför införs en koordinerad kapacitetsberäkningsmetod i Norden? – Kaj Forsberg, Energimarknadsinspektionen

*Bensträckare 5 min*

- > Introduktion till flödesbaserad marknadskoppling och kapacitetsberäkning – Stefan Svensson

*Bensträckare 5 min*

- > Marknadssimuleringar med flödesbaserad metod och NTC i Norden – Stefan Svensson
- > Tidplan för implementering – Stefan Svensson

- 
- > Avslutning

---

## Bakgrund och syfte med seminariet

- > Ge alla aktörer en förståelse för förändringen och en möjlighet se vad det kan betyda för respektive företag.
- > Ge hela bilden från regelverk, tidplan och hur den flödesbaserade metoden i grunden fungerar och vilka de uppenbara förändringarna är.
- > Besvara frågor från branschen. De inskickade och redan förberedda frågorna kommer hanteras under respektive avsnitt.

---

# Introduktion till kapacitetsberäkning

- > Varför görs kapacitetsberäkning?
- > Vilka olika tidshorisonter för kapacitetsberäkning?
- > Hur fastställs den tillgängliga kapaciteten?

---

# Varför görs kapacitetsberäkning?

- > Alla fysiska begränsningar i nätet måste respekteras under drift för att el ska kunna överföras utan avbrott
- > Således kan antingen:
  - > Gränser för handel med el som återger dessa begränsningar införs, eller
  - > Begränsningarna hanteras direkt genom mothandel eller omdirigering under drift
- > De fysiska begränsningarna är spridda i nätet
  - > Vissa fysiska begränsningar är belägna vid eller nära en budområdesgräns
  - > Andra fysiska begränsningar finns inom budområdena - interna begränsningar
- > Indelning i elområden är ett sätt att fånga in begränsningarna för elmarknaden

Kapacitetsberäkningen är kopplingen mellan elnätets fysiska egenskaper och handel med el mellan elmarknadens aktörer

### Transmissionsnätet

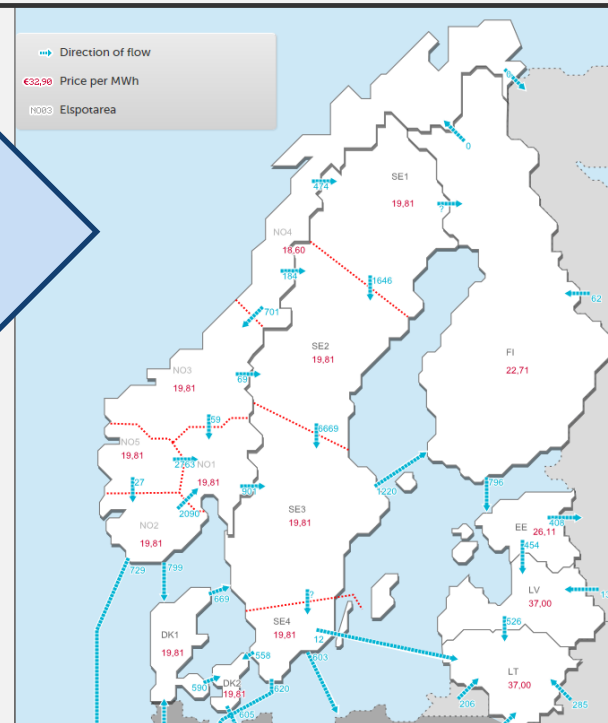


### Kapacitetsberäkning

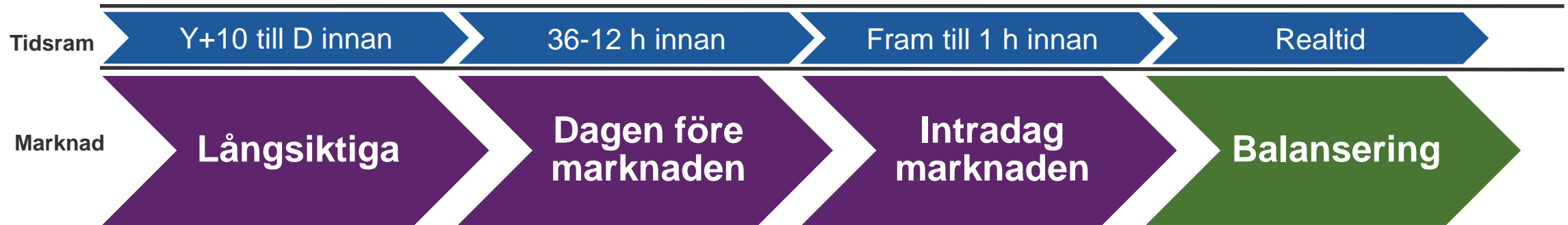
Komplexitet → Enkelhet

Kapacitetsberäkningen översätter och förenklar transmissionsnätets fysiska begränsningar till överföringskapacitet som kan användas av marknadsaktörerna

### Elmarknaden

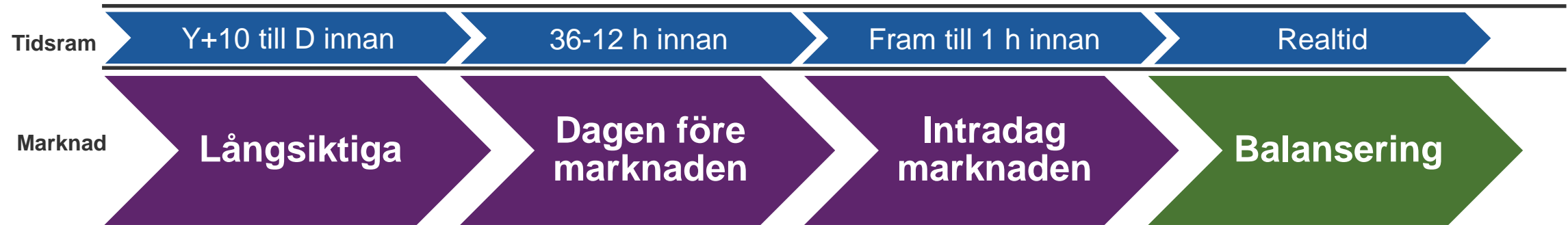


# Kapacitetsberäkning genomförs för olika tidshorisonter



- > Handel med el för konsumtion av slutkunder görs för tre tidshorisonter:
  - > Långsiktiga – finansiell handel för kommande tidsperioder, år och månader, fram till dagen före
  - > Dagen före – fysisk handel 24 timmar innan leverans
  - > Intradag – fysisk handel efter dagen före-handeln och fram till en timme före leverans
- > Systemansvarig för överföringssystemen beräknar överföringskapacitet för dessa marknader
  - > Den fysiska handeln, dagen före och intradag, är starkt knuten till kapacitetsberäkningen genom marknadskopplingen medan för finansiell handel finns inte motsvarande marknadskoppling

# Kapacitetsberäkningen påverkas av behovet av stödtjänster



- > Förutom handel med el till slutkund sker även handel med el för att möjliggöra driften av elnätet – balansering och stödtjänster
  - > Dessa tjänster köps av systemansvarig för överföringssystemen
  - > Kapacitetsberäkningen är inte indata till handeln med dessa tjänster
  - > Det prognostiserade behovet av dessa tjänster är indata till kapacitetsberäkningen



---

# Kapacitetsberäkning översätter elnätets fysiska begränsningar till gränsvärden för handel

- > De fysiska begränsningarna definieras av komponenterna i elnätet och kraftsystemets tillstånd  
→ Hur stort effektlöde som komponenterna klarar tills en incident kan inträffa
- > För att kunna upprätthålla driftsäkerheten kommer maximalt tillgänglig kapacitet som kan användas i drift att skilja sig från maximal fysisk kapacitet som finns i ett givet scenario
- > Den tillgängliga kapaciteten för nätkomponenter kommer därför att variera med nättopologi, temperatur, belastning och riskbedömning
- > Tillgänglig kapacitet = gränsvärden för handel

# Varför införs en koordinerad kapacitetsberäkningsmetod i Norden?

Kaj Forsberg

# Agenda

- **Legal bakgrund**
  - Aktuella artiklar från CACM GL (EU) 1222/2015
  - Vem beslutar? På vilket underlag? Vilka är alternativen?
- **Nuvarande status och aktuell process**
- **Frågor ?**

# Legal bakgrund – CACM GL (EU) 2015/1222

- **CACM var den första kommissionsriktlinjen/förordningen att träda i kraft**
  - Fokus på marknadskoppling DA/ID, inrättande av MCO-funktion, konkurrens mellan NEMOs, kapacitetsberäkning
  - FCA, EB bygger vidare på CACM
- **Etablering av kapacitetsberäkningsregioner**
  - CCR Nordic (Sverige, Finland, Danmark) – Norge ”observatör
- **Etablering av koordinerad kapacitetsberäknare (CCC)**
  - En funktion med ansvar för att beräkna kapaciteter för hela regionen – baserat på input från resp TSO – utnyttja och optimera kapaciteterna för hela området
  - CCC -> RSC -> RCC

# Legal bakgrund – CACM GL (EU) 2015/1222

- **Koordinerad kapacitetsberäkning**
  - Artikel 20 – Införande av flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning
  - Punkt 7 möjliggör CNTC (samordnad nettoöverföringskapacitet) om TSO kan visa att tillämpning av flödesbaserad metod ännu inte skulle vara effektivare än CNTC (givet samma nivå av driftsäkerhet)
  - Punkt 8 – den nya metoden ska ”provas ut” parallellt med den befintliga metoden och marknadsaktörerna ska ”involveras” under minst sex månader innan förslag till ändrad metod genomförs
  - Punkt 9 – TSO’erna i en CCR med flödesbaserad metod ska tillhandahålla ett verktyg som gör det möjligt för marknadsaktörerna ”att utvärdera växelverkan mellan å ena sidan kapacitet mellan elområden och å andra sidan energiutbyten mellan elområden”.

# Legal bakgrund forts.

- Artikel 21 – Metod för kapacitetsberäkning
- Preciserar innehållet i metoden
  - Indata
  - Detaljerad beskrivning av metoden
  - Metod för att validera kapaciteten mellan elområden
- Ytterligare förutsättningar i artikel 22 - 26

# Legal bakgrund

- **Gemensamt förslag/metod från TSO'erna som ska gälla för hela kapacitetsberäkningsregionen Nordic (CCR Nordic)**
  - I dagsläget fortfarande Sverige, Danmark och Finland. Norge har ännu inte införlivats i CCR Nordic. Implementering av tredje paketet och CACM pågår.
  - Norge (NVE och Statnett) deltar fullt ut i samarbetet i CCR Nordic och kommer att införliva samma regelverk som övriga med implementeringen av tredje paketet
- **CCR Nordic NRA's (tillsynsmyndigheterna i kapacitetsberäkningsregionen) beslutar**
  - Vid oenighet kan metoden på NRAs begäran föras över till ACER för deras beslut
  - ACER har genom Ren Energi-paketet (nya ACER-förordningen) möjlighet att själva ta över regionala beslut som de anser har effekt även på närliggande regioner

# Nuvarande status

- Ursprunglig metod (flödesbaserad) beslutad av CCR Nordic (samt Norge) redan i juli 2018
- Långsiktig metod enligt FCA GL (flödesbaserad) beslutad av ACER i oktober 2019
  - FCA GL handlar om beräkning och tilldelning av kapacitet på lång sikt (LTTR)
  - ACER tydliggjorde i denna metod att flödesbaserad metod bör användas i Norden (såväl DA/ID som långsiktigt)
    - Inte endast för att flödesbaserat var valt för DA/ID
    - Naturligt när två eller fler gränser är beroende av varandra



# Nuvarande status forts.

- En första uppdatering av DA/ID CCM skedde via begäran om ändring från CCR Nordic NRAs i december 2019 (Norge ej delaktigt)
- Nytt förslag, baserat på den långsiktiga metoden som ACER tog fram 2019, lämnat från TSO'erna i april 2020
  - För beslut senast oktober 2020
    - NRAs har mandat att själva göra ändringar i metoden
    - Kan också begära en uppdaterad metod genom ändring
    - Övertagande av ACER

---

# Introduktion till flödesbaserad marknadskoppling och kapacitetsberäkning

- > Övergripande beskrivning av den flödesbaserade metoden och rollfördelning i Norden
- > Viktiga begrepp
- > Exempel på kapacitetsberäkning enligt flödesbaserad metod & CNTC metod
- > Skillnader mellan flödesbaserad metod och CNTC
- > Information till marknaden
- > Frågor från branschen

---

# Övergripande beskrivning av den flödesbaserade metoden och rollfördelningen i Norden

- > Optimeringsalgoritm som maximerar det totala ekonomiska överskottet
  - > Utifrån köpbud och säljbud, samt
  - > överföringskapaciteten enligt den flödesbaserade metoden
- > Implementeras
  - > Marknadskopplingsalgoritmen - elbörsen
  - > Kapacitetsberäkningen - TSO:er och CCC
    - > CCC för Norden är Nordic RSC (N-RSC).

---

# Övergripande beskrivning av den flödesbaserade metoden och rollfördelningen i Norden

## **Kapacitetsberäkningen (TSO:er och CCC)**

- > Kapacitetsberäkning anpassad till den flödesbaserade metoden
- > Resultatet lämnas till elbörserna
  - > maximalt tillgängliga kapaciteten på varje kritiskt nätelement inklusive elområdesgräns
  - > hur flödena i överföringssystemet påverkar varandra.

## **Marknadskopplingsalgoritmen (elbörsen):**

- > Marknadskopplingsalgoritm använder den mer detaljerade beskrivningen av överföringssystemet
- > Priser och flöden beräknas i marknadskopplingen
  - > Samtidigt tilldelas kapacitet på de kritiska nätelementen

---

# Viktiga begrepp i den flödesbaserade metoden

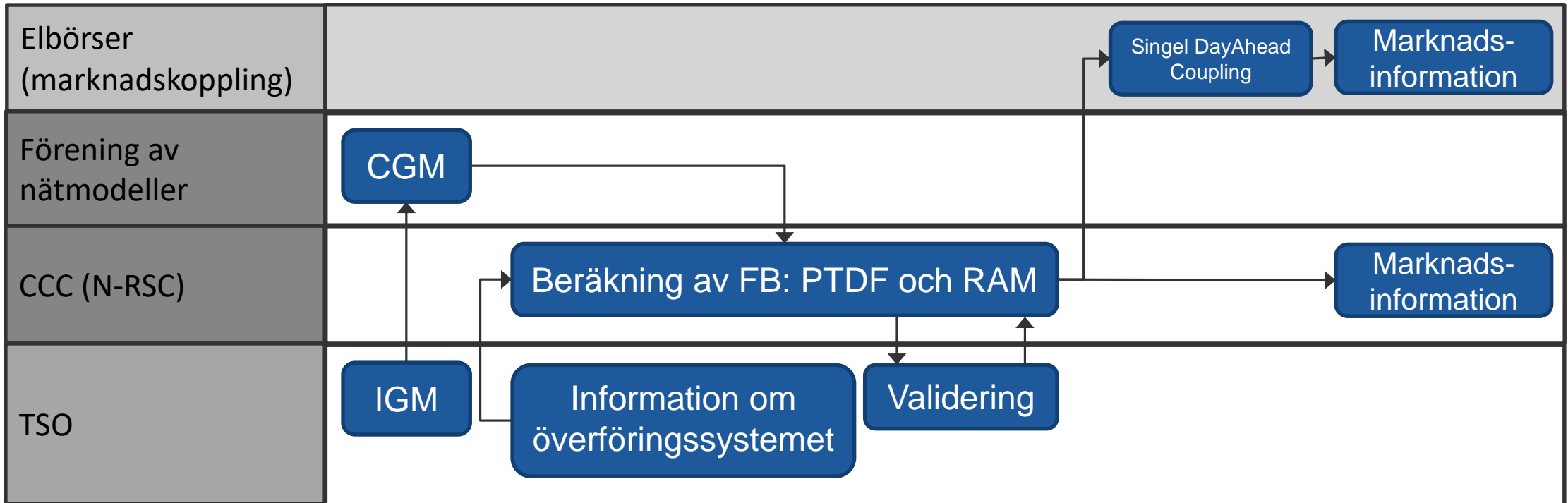
## I den flödesbaserade metoden används några centrala begrepp i kapacitetsberäkningen:

- > CNE (kritiska nätkomponenter) = De delar i överföringssystemet som är fysiskt begränsande för nivån på överföringen
- > PTDF (power transfer distribution function) = Beskriver hur flödet i överföringssystemet påverkas av ökning av produktionen med 1 MW i ett visst elområde
- > RAM (max tillgänglig handelskapacitet) = Vilken maximal kapacitet på kritiska nätkomponenter som marknaden kan använda under driftsäkra förhållanden

## Överföringssystemet beskrivs i modeller som används i kapacitetsberäkning och driftsäkerhetsanalys:

- > Varje TSO modellerar det överföringssystem som de är ansvariga för i en nätmodell = individuella nätmodellerna (IGM)
- > Alla de individuella nätmodellerna i det sammanlänkade överföringssystemet förenas till en gemensam nätmodell = gemensam nätmodell (CGM)

# Övergripande beskrivning av process för den flödesbaserade metoden och rollfördelningen



- 
- > Exempel på kapacitetsberäkning enligt flödesbaserad metod
  - > Exempel på kapacitetsberäkning enligt CNTC metod
  - > Jämförelse mellan kapacitetsberäkning med flödesbaserad metod och CNTC metod

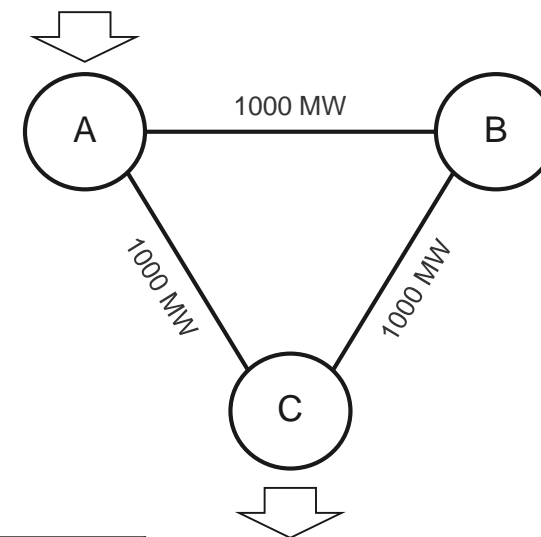
# Flödesbaserad kapacitetsberäkning - exempel (1/4)

**Exempel:** Beräkna överföringskapacitet mellan budområdena (=säkerhetsdomänen för överföringssystemet)

- Ett överföringssystemet bestående av 3 elområden och tre identiska ledningar med en fysisk kapacitet på 1000 MW vardera
- A och B är produktionsområden
- C är ett förbrukningsområde

## Antaganden:

- ✓ De enda nätbegränsningar (CNE:er) som finns, är på elområdesgränserna (inga interna CNE:er)
- ✓ Inga marginaler för att ta hänsyn till felmodellering och fel i antaganden om systemet
- ✓ Inga oförutsedda händelser eller avhjälpande åtgärder

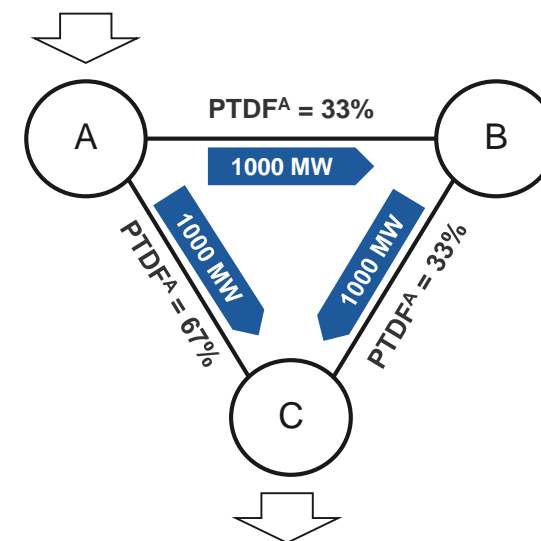


CNE
A→B (CNE 1)
B→C (CNE 2)
A→C (CNE 3)



# Flödesbaserad kapacitetsberäkning - exempel (2/4)

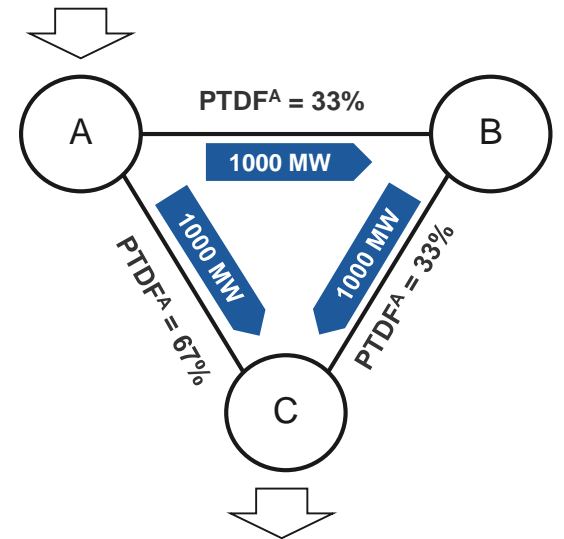
- > Resultatet av kapacitetsberäkningen uttrycks av PTDF:er och MW-gränser för CNE:erna (RAM)
  - > PTDF:erna beräknas utifrån modellen av det fysiska överföringssystemet
  - > RAM = maximala säkra fysiska överföringskapaciteten för CNE
- > Marknaden delges denna förenklade beskrivning av de verkliga fysiska begräsningarna i överföringssystemet.



# Flödesbaserad kapacitetsberäkning - exempel (3/4)

Överföringskapaciteter är beroende av varandra:

- ❑ Raderna i PTDF-matrisen beskriver varje CNE:s förhållande till respektive elområde
- ❑ Hela överföringskapaciteten (RAM) för varje rad kan tillhandahållas (1000 MW) till marknaden, men inte samtidigt
- ❑ PTDF är andelen av totala flödet som överförs på varje linje (CNE) vid en produktionsökning i A, B och C som konsumeras i C
- ❑ Varje budområde kommer att ha en unik PTDF för varje CNE i systemet



PTDF-matris:

Max kapacitet

CNE	Maxflöde (RAM)	PTDF elområde A	PTDF elområde B	PTDF elområde C
A→B (CNE 1)	1000 MW	33 %	- 33 %	0
B→C (CNE 2)	1000 MW	33 %	67 %	0
A→C (CNE 3)	1000 MW	67 %	33 %	0

# Flödesbaserad kapacitetsberäkning - exempel (4/4)

## PTDF-matris:

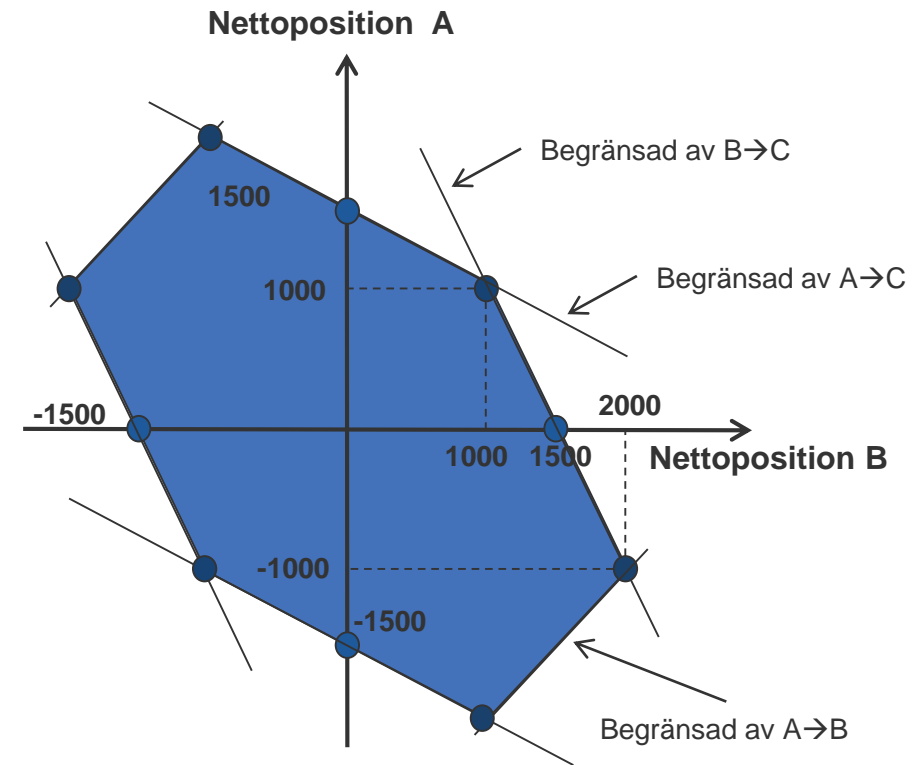
CNE	Maxflöde (RAM)	PTDF elområde A	PTDF elområde B	PTDF elområde C
A → B (CNE 1)	1000 MW	33 %	- 33 %	0
B → C (CNE 2)	1000 MW	33 %	67 %	0
A → C (CNE 3)	1000 MW	67 %	33 %	0

Max kapacitet

## Sammanfattning av kapacitetsberäkningen för flödesbaserade marknadskopplingen:

- Säkerhetsdomänen tillhandahålls direkt till marknaden i form av PTDF matrisen och max flöde (RAM) för respektive CNE
- Säkerhetsdomänen definieras unikt utifrån nätmodellen (CGM)
- PTDF:erna beräknas utifrån CGM:n och beror således på impedanserna i nätet
- Den här sammanställningen benämns ofta som säkerhetsdomänen eller FB-domänen

## Säkerhetsdomän



Nettoposition = summan av produktion och förbrukning

---

# Egenskaper hos flödesbaserad marknadskoppling

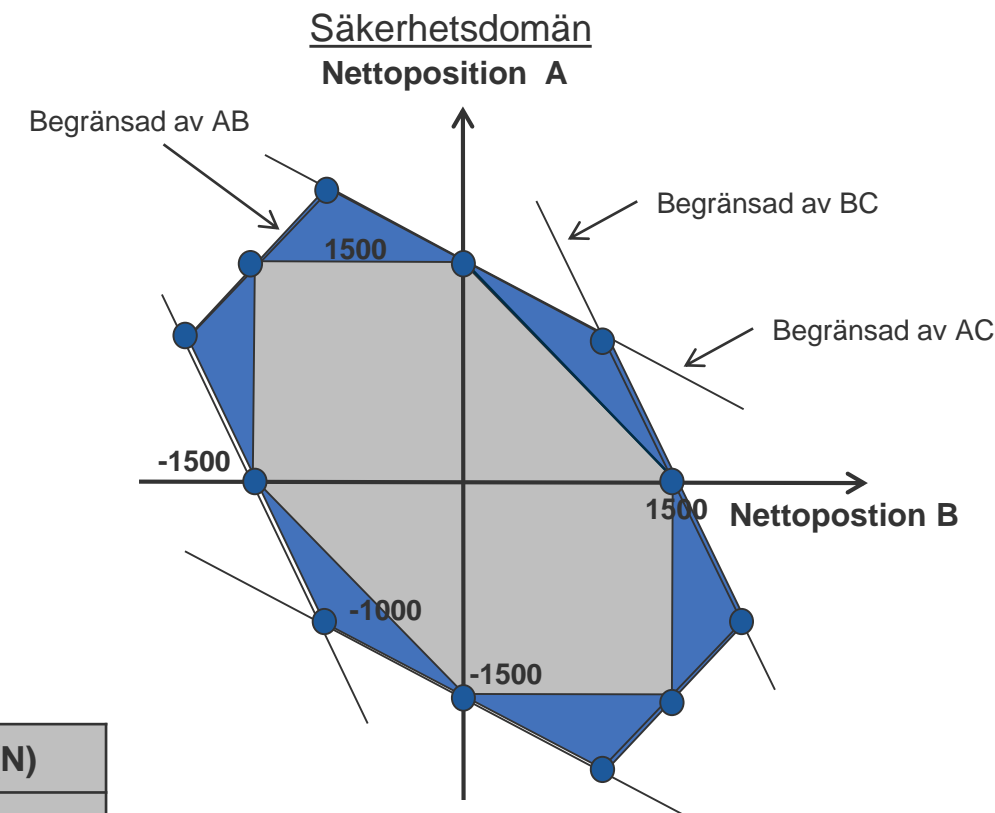
- > Algoritmen optimeras det ekonomiska överskottet i det totala systemet genom att bedöma flödena genom alla begränsande delar i systemet samtidigt.
- > Alla köp- och säljbud konkurrerar om all kapacitet som samma villkor
- > Tillåter prisskillnader även mellan elområden som det inte uppstår flaskhalsar emellan, om det är optimalt ur ett systemperspektiv
- > Ökar marknadens möjlighet att utnyttja all tillgänglig kapacitet (flowbased-domänen är unikt definierad)
- > Marknadskopplingen tar höjd för alla fysiskt möjliga flöden som följer av en marknadsposition
- > Resultatet av marknadskopplingen ger TSO:n bättre information dagen före leveransdygnet om de fysiska energiflödena

# CNTC Kapacitetsberäkning - exempel

- Den fullständiga uppsättningen av CNTC-värden (ATC) kallas CNTC-domänen
- Det finns en obegränsad uppsättning potentiella ATC värden tillgängliga inom CNTC domänen
- En av dessa CNTC-domäner (uppsättning av ATC:er) väljs för att beskriva överföringssystemet i marknadskopplingen
- Vilken CNTC-domän (ATC:er) som väljs baseras på prognosen av marknadsutfallet av TSO:erna vid beräkninge. **TSO:erna försöker tillhandahålla kapacitet för den predikterade handel som marknaden vill göra**

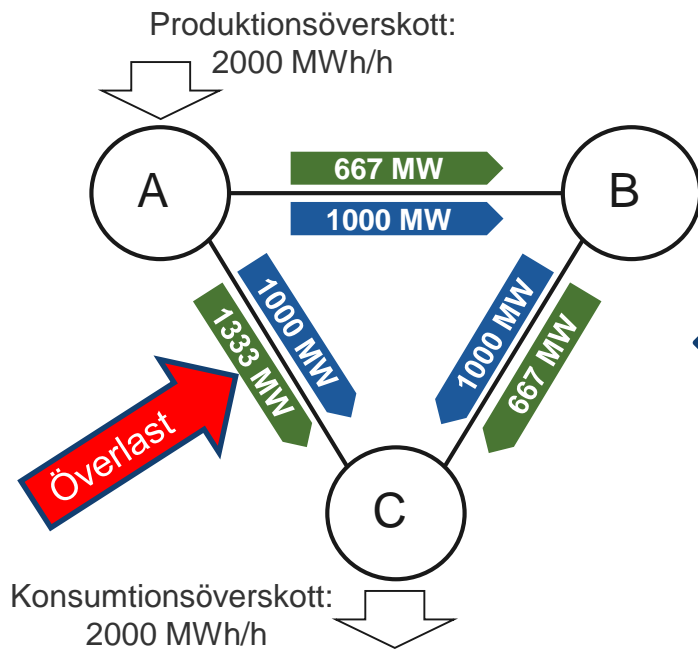
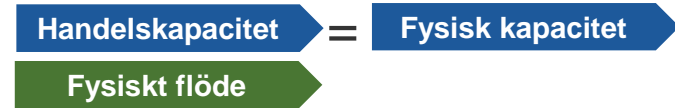
ATC  
kapacitet

Line	CNTC (1)	CNTC (2)	CNTC (3)	CNTC (N-1)	CNTC (N)
A → B	750 MW	0 MW	200 MW	? MW	? MW
B → C	750 MW	1000 MW	200 MW	? MW	? MW
A → C	750 MW	1000 MW	1300 MW	? MW	? MW



# CNTC Kapacitetsberäkning - exempel

- > Överföringskapacitet beskrivs med MW-värden (ATC) för utbyte över varje budområdesgräns
- > Marknaden känner inte till den verkliga fysiska överföringssystemet, överföringskapaciteter uppfattas som tillgängliga samtidigt

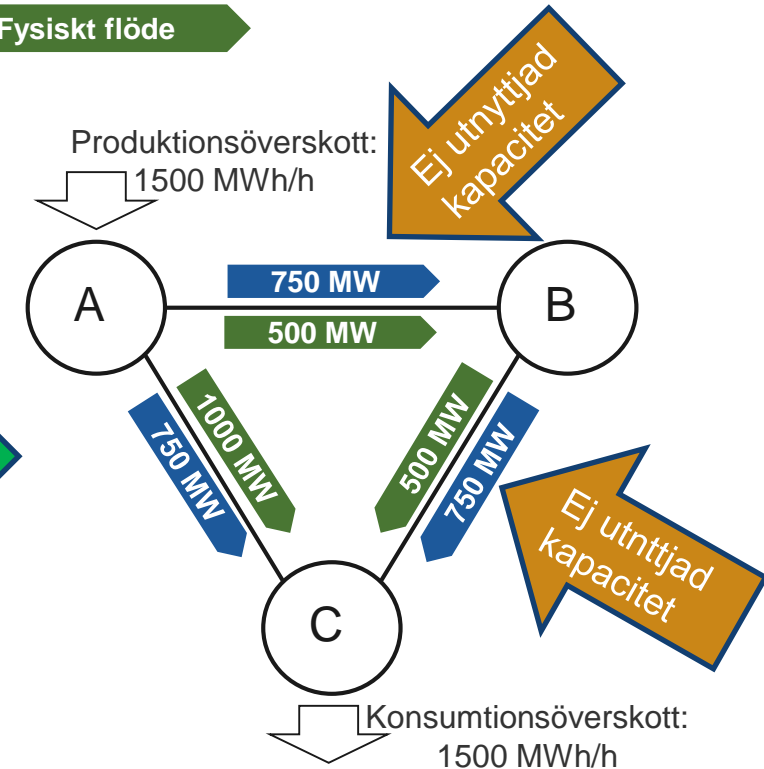
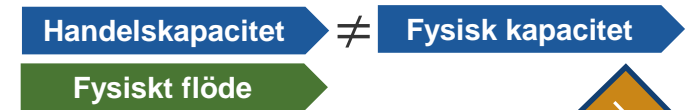


EJ OK

**Det går inte att tillhandahålla fysisk kapacitet på alla överföringar samtidigt eftersom det möjliggör fysisk överbelastning**

**Handelskapaciteten måste minskas för att upprätthålla driftsäkerheten**

OK



---

# Egenskaper hos CNTC

- > CNTC-kapaciteterna behöver vara möjliga att nyttja samtidigt.
  - > TSO:n gör en fördelning av överföringskapaciteten mellan olika elområdesgränser.
- > Komplicerad metod vid hantering av ett kraftigt maskat överföringssystem med många elområden → TSO:er kan behöva göra en avvägning mellan kapacitet och driftsäkerhet utan ett explicit förhållande som beskriver relationen
- > Hela säkerhetsdomänen blir inte tillgänglig för marknaden.
  - > TSO:erna väljer ut domänen där överföringskapaciteter är tillgängliga samtidigt
- > Flödesbestämning är inte en del av marknadskopplingen, och det kan därför finnas stora skillnader mellan schemalagda handelsflöden och fysiska flöden
- > CNTC-domänen är inte unikt definierad

---

# Summering av skillnaden mellan flödesbaserad metod och CNTC

- > Ökar marknadens möjlighet att utnyttja systemets fysiska överföringskapacitet
- > Högre driftsäkerhet genom att TSO:n får bättre information om kommande flöden i överföringssystemet
- > Mer information till marknadsaktörerna om det fysiska överföringssystemet
- > Ger marknadsaktörerna inflytande beträffande hur överföringskapacitet används
  - > Ökad mängd information
  - > Ökad komplexitet



---

# Summering av skillnaden mellan flödesbaserad metod och CNTC (forts.)

- > Marknadsaktörerna lämnar köp- och säljbud på samma sätt som idag
- > Beroende på hur marknadsaktören resonerar kring sina bud kan det innebära en förändring
  - > informationen de får om överföringssystemet ändras
  - > optimeringen i marknadskopplingen ändras.

---

# Information till marknaden – dagens NTC

I dag beskrivs överföringssystemet med:

- > Handelsgränser (NTC) i MW för varje timme i båda riktningarna på de 25 elområdesgränserna
- > Det maximalt möjliga utbytet (max NTC) och en övergripande beskrivning av orsak till eventuell reduktion från max NTC

---

# Information till marknaden - den flödesbaserade metoden

- > TSO:n (CCC:n) beskriver överföringssystemet med:
  - > maximal kapacitet på de ca 100 CNE:erna (RAM) med tillhörande PTDF:er för varje timme
- > Den maximala överföringskapaciteten (RAM) tydliggörs med:
  - > min och max nettopositioner i varje elområde (nettoposition = produktion – konsumtion)
  - > maximal överföringskapacitet på varje elområdesgräns
- > Följande information lämnas också:
  - > parametrarna som användes vid beräkningen av RAM för varje CNE, och en detaljerad beskrivning av eventuella berättigade reduktioner av RAM
  - > vilka avhjälpande åtgärder som TSO:erna har tagit med i kapacitetsberäkningen
  - > den prognos av produktion och konsumtion som används i beräkningen

---

# Aktuella frågor från branschen

- > Transparens i den flödesbaserade metoden
- > Hur påverkas Intradag-marknaden?

---

# Transparens hos den flödesbaserade metoden

- > Den flödesbaserade metoden är vedertagen och väldokumenterad
  - > De antagande som görs redovisas
- > Marknaden får mer information om överföringssystemet med den flödesbaserade metoden
  - > Begränsningar görs för att följa svenska säkerhetsskyddslagen
    - > Samma information i både central Europa och Norden bortsett från info om specifika CNE:er
    - > Vilket elområde en CNE:n tillhör redovisas
    - > Max överföringskapacitet på elområdesgränserna redovisas

---

# Svenska säkerhetsskyddslagstiftningen

- > Den svenska säkerhetsskyddslagstiftningen pekar ut att infrastruktur som är viktig för samhället ska skyddas. Sverige och Norge har strängare lagstiftning än andra europeiska länder.
  - > Överföringssystemet är viktigt för det svenska samhället och klassas därför som känslig infrastruktur
  - > Information om överföringssystemet ska hållas hemlig beroende på vilken inverkan en aktör med tillgång till denna information kan ha på systemets funktion.
- > Den person som delger, antingen av försumlighet eller avsiktligt, sådan information är personligt ansvarig och kan straffas med fängelse för brott mot säkerhetsskyddslagstiftningen.
- > Svenska kraftnät kan därför inte delge all information om det svenska överföringssystemet. För den flödesbaserade metoden innebär det att specifik information om CNE:er inte publiceras.

---

# Hur påverkas Intradag-marknaden?

- > När Intradag (ID) marknaden öppnar efter DA-auktionen är kapaciteterna de extraherade ATC:erna från DA FB-domänen justerad för DA-utfallet.
- > Om DA-marknaden resulterar i flöden från högpris till lågpris för att maximera ekonomiskt överskott, indikerar det att det finns flaskhalsar i systemet.
- > Finns flaskhalsar i systemet finns det ingen restkapacitet på dessa CNE:er (elområdesgränser vid ATC) i de flödesriktningar som bidrar till flaskhalsen. I motsatta flödesriktningen kan det finnas kapacitet.
  - Arbitrage-möjligheter finns inte under ID

# Hur påverkas Intradag-marknaden?

- > Under ID kommer uppdateras handelskapaciteten
- > Handelskapaciteterna uppdateras utifrån senaste tillgängliga informationen om överföringssystemet
- > När CGM:erna för D-1 och ID finns tillgängliga beräknas kapaciteterna och marknaden uppdateras
- > I och med att osäkerheten förväntas minska närmare realtid kommer säkerhetsmarginalen i D-1 och ID jämfört med D-2 CGM:erna att minska.

Tidsram	Kapacitet/Säkerhetsdomän	Nätmodell (CGM)	Marknadskoppling
Dagenföre (D-1)	DA FB	D-2	DA auktion
Öppning intradag, kl 15:00 (D-1)	DA FB justerat efter marknadsutfall	D-2	ID (kommande auktion 1)
Intradag kl 22:00 (D-1)	ID FB	D-1	ID (kommande auktion 2)
Intradag kl 10:00 (D)	ID FB	ID	ID (kommande auktion 3)



---

# Hur påverkas Intradag-marknaden?

- > Historiskt har de största volymerna i intradaghandeln handlats nära leverans
- > Genom de dedikerade CGM:erna och uppdateringen av överföringskapaciteten med minskade marginalerna, optimeras kapaciteten för Intradags-tidsramen och ger flexibilitet.
- > I och med införandet av Intradag-auktioner 2023 kommer prisbildning, flöden och flaskhalskostnader att uppdateras tre gånger under Intradag (kl 15:00, kl 22:00 och kl 10:00)

---

# Marknadssimuleringar med flödesbaserad metod och NTC i Norden

- > Simulering
- > Bidrag till ekonomiskt överskott
- > Priser, flöden
- > Hantering av västkustkorridoren eller andra begränsningar
- > Effektanalys av kraftsystem (överbelastning av NTC och FB)
- > Andra relevanta siffror



# Analys av förändring till FB

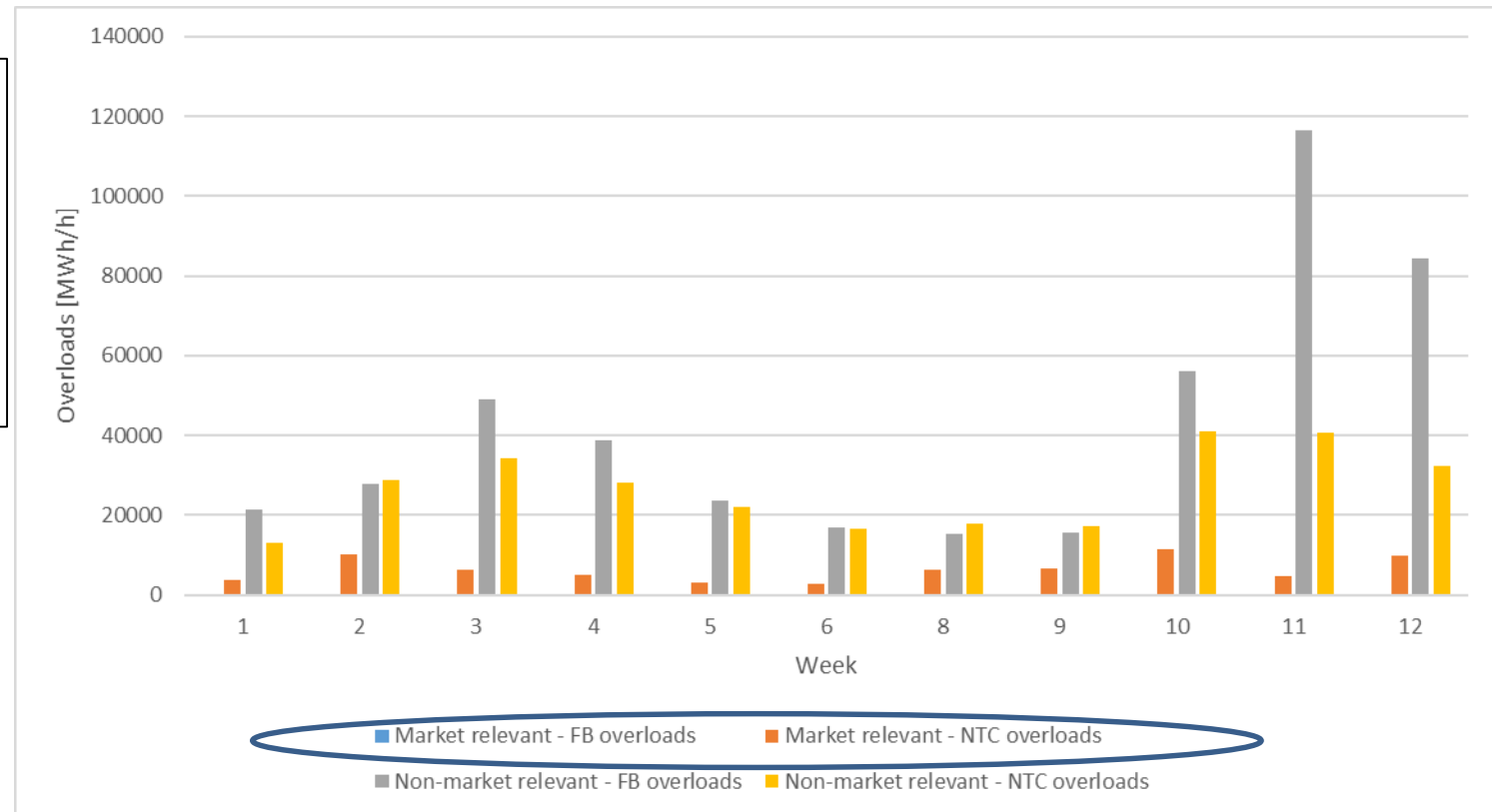
- ❖ Under utvecklingen av kapacitetsberäkningsmetoden för den Nordiska kapacitetsberäkningsregionen, Nordic CCM projektet, har inverkan på marknadsutfallet studerats
- ❖ Analysen gjordes i Simulation facility, ett webbaserat verktyg med marknadskopplingsalgoritmen för FB eller ATC-värden används med historiska bud (14 dagar gamla eller äldre)
- ❖ I simuleringen har FB domänen beräknats med ett förenklat prototypverktyg och nätmodeller, produktionsverktyget för att beräkna FB domänen utvecklas i NordCap projektet hos Nordiska RSC
- ❖ Analysen jämför det verkliga historiska utfallet av marknadskopplingen för Dagenföre ur ett driftsäkerhetsperspektiv och ett ekonomiskt överskottsperspektiv.
  - ✓ Ekonomiskt överskott: Producentnytta + Konsumentnytta + Flaskhalsintäkter



# Power system security: Impacts on overloads

- Two types of network elements: market-relevant and non-market relevant
- Market-relevant network elements receives at least 15% of cross-border trades

- Current NTC capacities are not always N-1 secure → Can create overloads on market-relevant network elements
- With FB, the market is aware of the market-relevant network elements → No overload on them

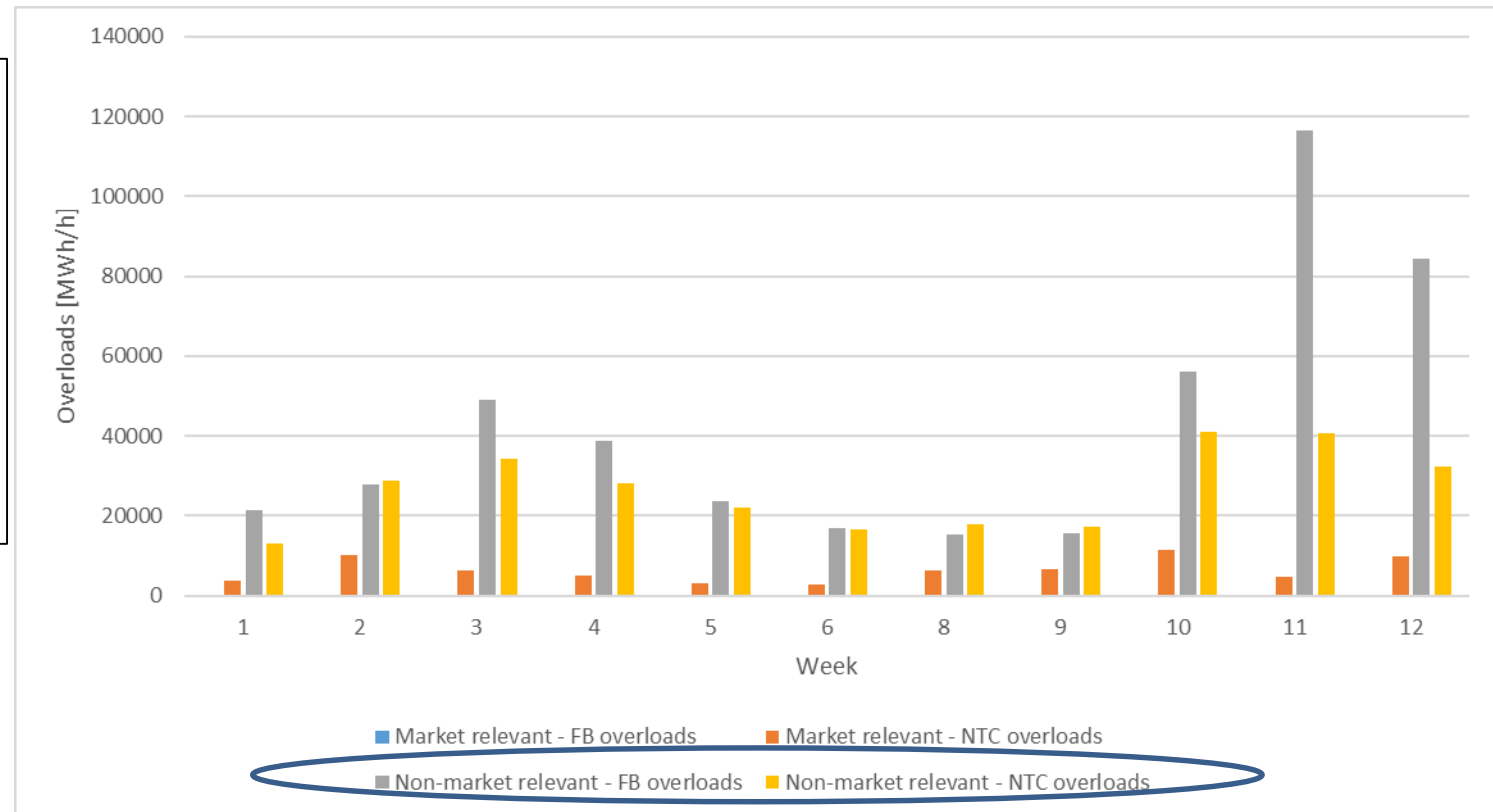




# Power system security: Impacts on overloads

- Two types of network elements: market-relevant and non-market relevant
- Market-relevant network elements receives at least 15% of cross-border trades

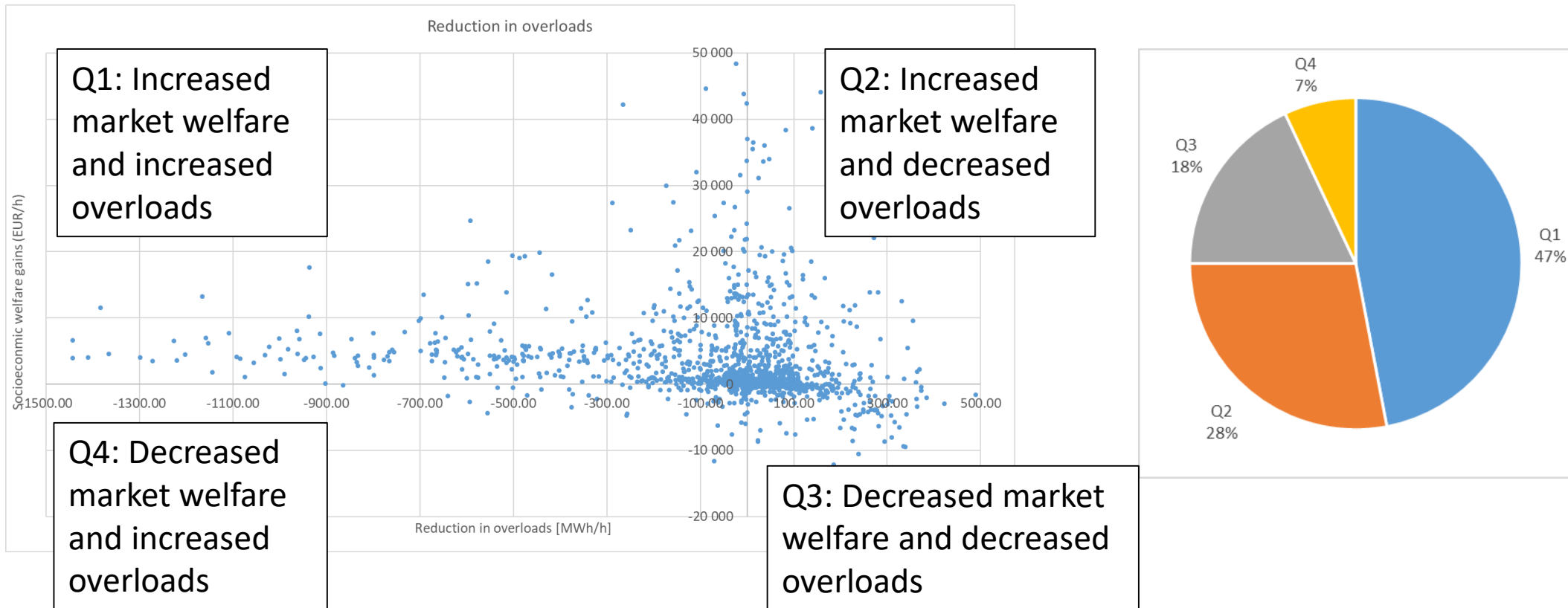
- Non-market relevant network elements are not considered in FB
- Some of them may be considered in current NTC (no 15% threshold applied today in current NTC)
- Increase of non-market relevant overloads indicate that the capacity in the system is used to a greater extent.





# Power system security and SEW, hourly results

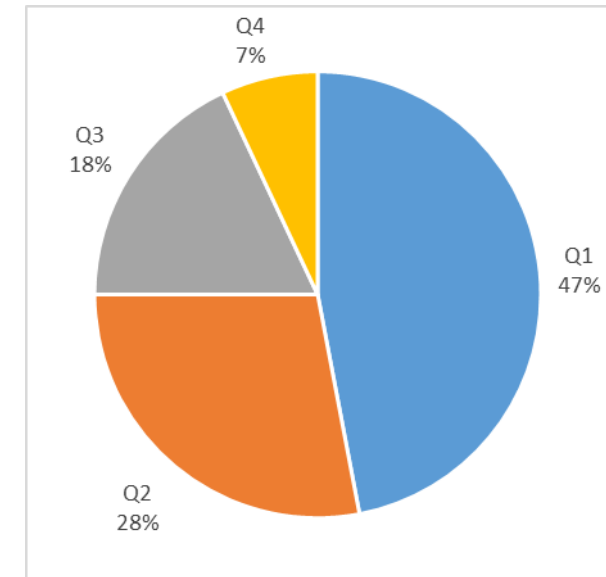
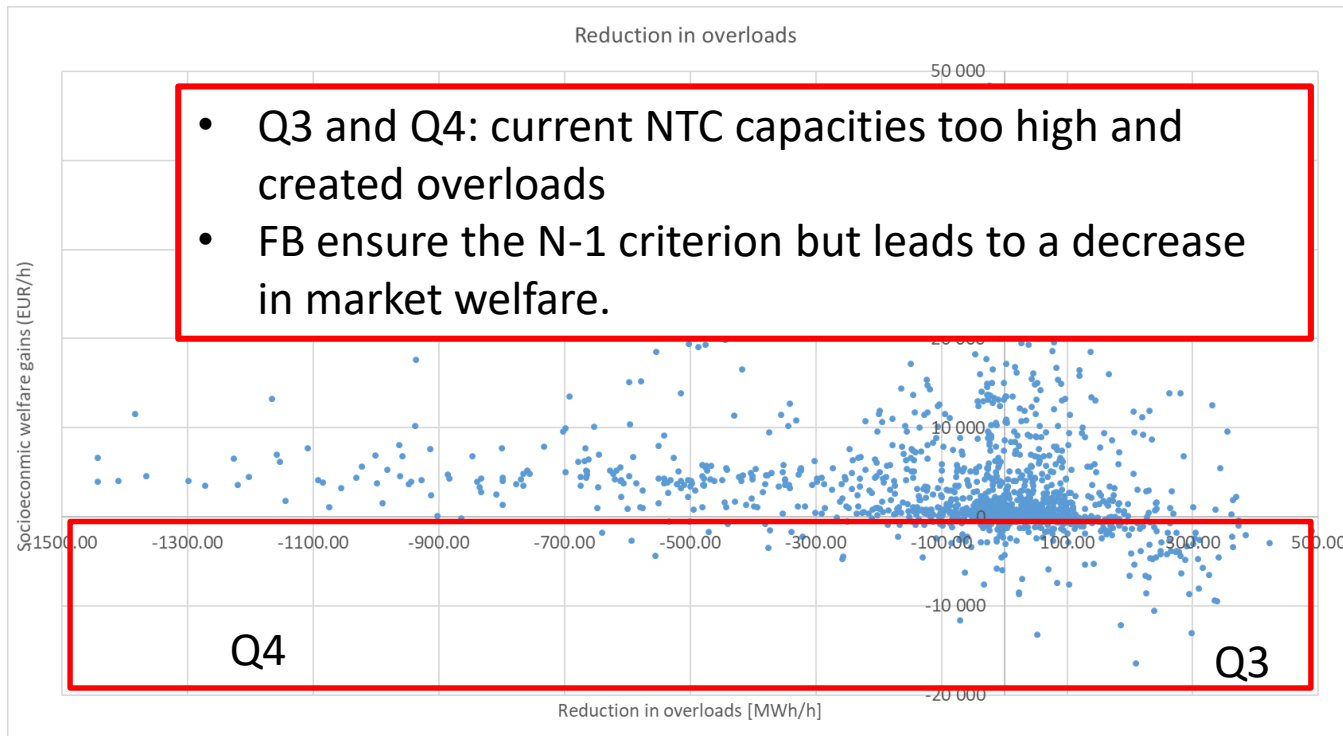
Average overloads NTC-FB [MW]	Average surplus FB-NTC [Euros]	Median overloads NTC-FB [MW]	Median surplus FB-NTC [Euros]
-73	3480	-5	1085





# Power system security and SEW, hourly results

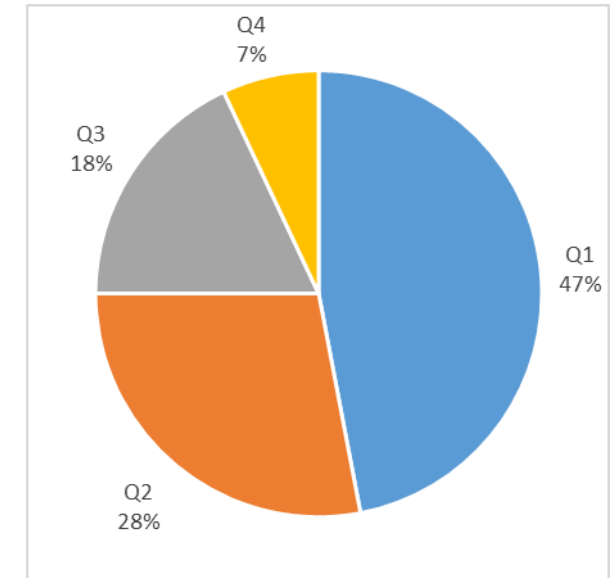
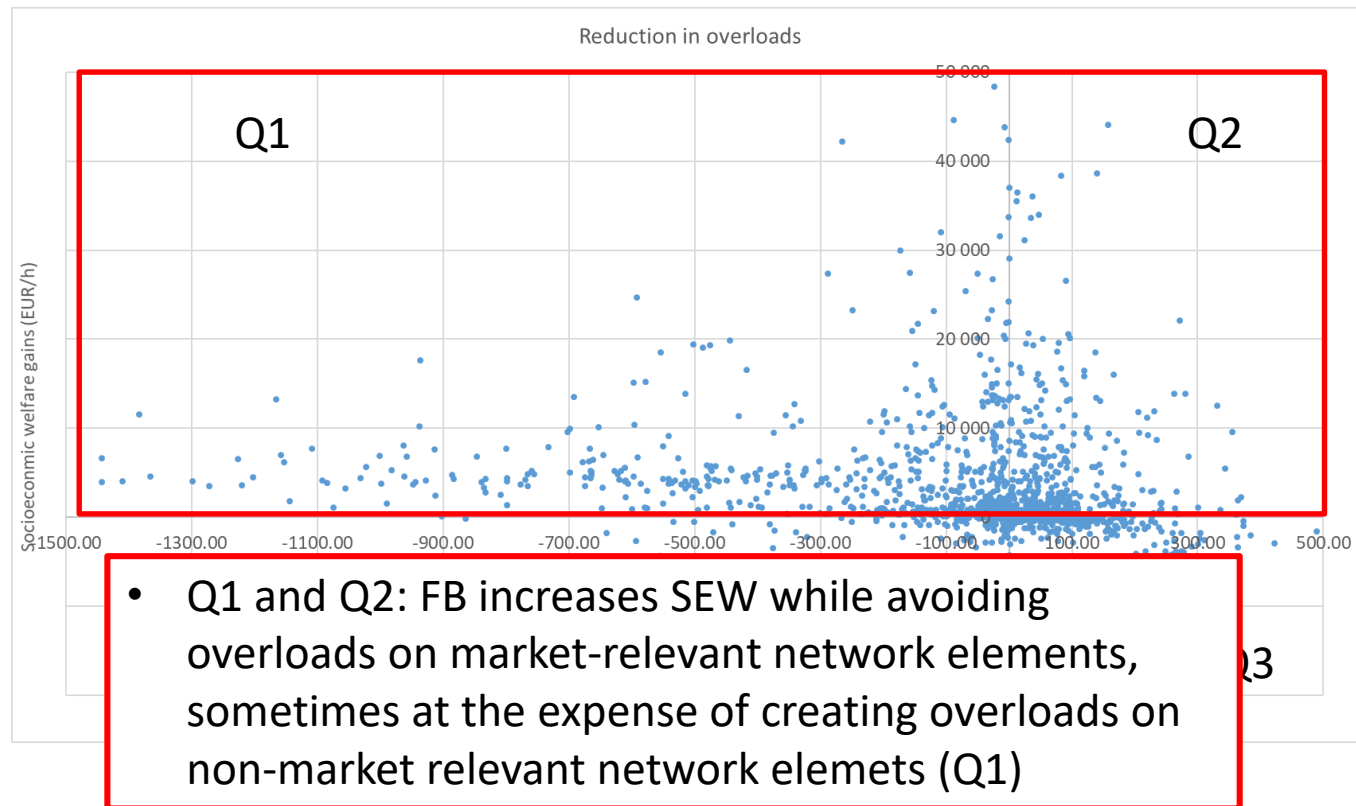
Average overloads NTC- FB [MW]	Average surplus FB-NTC [Euros]	Median overloads NTC- FB [MW]	Median surplus FB-NTC [Euros]
-73	3480	-5	1085





# Power system security and SEW, hourly results

Average overloads NTC-FB [MW]	Average surplus FB-NTC [Euros]	Median overloads NTC-FB [MW]	Median surplus FB-NTC [Euros]
-73	3480	-5	1085







# Summary

1. In average, welfare gains when changing to FB compared with current NTC
2. Welfare loss for some hours due to unsecure NTC capacities
3. Structural congestions such as West Coast corridor and export limitations in Norway dealt with in a more efficient way with Flow Based:
  - No need to limit capacities ex ante.
  - Instead: full capacities + critical network elements given to the market => capacity allocated in the market in a more efficient way.

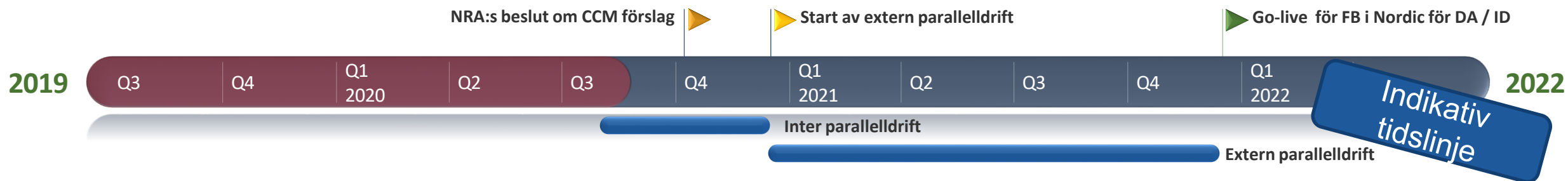


---

# Implementeringen av nya kapacitetsberäkningsmetoden i Nordiska kapacitetsberäkningsregionen

- > Tidslinje för implementering av flödesbaserad metod i marknadskopplingen
- > Utvärdering av flödesbaserad metod i marknadskopplingen under parallelldrift

# Tidslinje för implementering av den flödesbaserade marknadskopplingen



- > Tidslinjen för implementeringen av den nya kapacitetsberäkningsmetoden, en flödesbaserad metod, beror delvis på NRA:ernas beslut om nuvarande förslag från TSO:erna, beslutet kommer senast 17 oktober, men utifrån tidigare godkända metodförslag har en plan gjorts
- > Tidslinjen är mycket utmanande ur ett IT-implementeringsperspektiv
- > För närvarande är planen att den externa paralleldriften av marknadskopplingen ska börja i december 2020, vilket innebär att marknadskopplingen kan övergå till Flow Based först i december 2021.
- > Vi kommer att hålla er uppdaterad om utvecklingen i implementeringsprojekten och meddela när startdatum för den externa parallella körningen har bestämts

---

# Testning av flödesbaserad metod i marknadskopplingen

- > I enlighet med nätkoden beskrivs en implementeringsplan inklusive hur metoden kommer testas i metodförslaget som ligger för beslut hos NRA:erna
- > Paralleldriften, testet av metoden, innebär att flowbased-metoden körs parallellt med den nuvarande NTC-metoden i marknadskopplingen, alltså hos elbörserna eller i simuleringsmiljön för marknadskopplingen
- > Ett gemensamt projekt mellan alla elbörser, CCC och TSO:er i den Nordiska regionen pågår för att genomföra detta
- > Paralleldriften pågår i minst ett år, dubbelt så lång tid som lagen föreskriver.
  - > Innan den externa paralleldriften kommer N-RSC och TSO:erna att genomföra interna simuleringar för att finjustera verktygen, dessa simuleringar kommer vara tillgängliga för allmänheten

# Utvärdering av flödesbaserad metod (FB) i marknadskopplingen

- > Den externa paralleldriften följs upp utifrån fyra KPI:er för att säkerställa metodens funktion
- > Införandet av KPI:erna gjordes vid uppdateringen metodförslaget för att få en mer flexibel uppföljning där marknadsaktörer och NRA:er tillsammans med TSO:erna kan definiera KPI:erna
- > Positiva värden för all KPI:er för minst två på varande efterföljande månader måste nås innan marknadskopplingen i Norden kan övergå till FB

KPI1: Metrics for fallbacks		
Acceptable	Concern	Critical
Use of fallback in less than 7% of MTUs	Use of fallback in between 7% - 17% of MTUs	Use of fallback in more than 17% of MTUs
KPI2: Metrics for delivering FB parameters to the allocation mechanism		
Acceptable	Concern	Critical
Capacities delivered in time for all days	For at least one day a delay shorter than 10 minutes occurred	For at least one day a delay longer than 10 minutes occurred
KPI3: Metrics for FB parameters being available for stakeholders		
Acceptable	Concern	Critical
Capacities available for stakeholder in time for all days	For at least one day a delay shorter than 10 minutes occurred	For at least one day a delay longer than 10 minutes occurred
KPI4: Metrics for socioeconomic welfare		
Acceptable	Concern	Critical
The total Nordic SEW is higher in FB than NTC at the same level of operational security	The total Nordic SEW in FB is lower than in NTC at the same level of operational security	Not applicable

MTU = Marknads tidsenhet, idag en timme  
 SEW = ekonomiskt överskott  
 Allocation mechanism = marknadskoppling

---

# Avslutning

- > Feedback från webbseminariet kan skickas till: [ulrika.formgren@svk.se](mailto:ulrika.formgren@svk.se)
- > Fortsatt dialog

---

Tack för att ni deltog!