
Elmarknadsråd

13 november 2018

Sundbyberg



**SVENSKA
KRAFTNÄT**

Elmarknadsrådet 2019 – Förslag till mötesdatum

2019

> Torsdagar

JANUARI							FEBRUARI							MARS							APRIL						
må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö
31	1	2	3	4	5	6	28	29	30	31	1	2	3	25	26	27	28	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7
7	8	9	10	11	12	13	4	5	6	7	8	9	10	4	5	6	7	8	9	10	8	9	10	11	12	13	14
14	15	16	17	18	19	20	11	12	13	14	15	16	17	11	12	13	14	15	16	17	15	16	17	18	19	20	21
21	22	23	24	25	26	27	18	19	20	21	22	23	24	18	19	20	21	22	23	24	22	23	24	25	26	27	28
28	29	30	31	1	2	3	25	26	27	28	1	2	3	25	26	27	28	29	30	31	29	30	1	2	3	4	5
4	5	6	7	8	9	10	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	6	7	8	9	10	11	12

> 14 februari

MAJ							JUNI							JULI							AUGUSTI						
må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö
29	30	1	2	3	4	5	27	28	29	30	31	1	2	1	2	3	4	5	6	7	29	30	31	1	2	3	4
6	7	8	9	10	11	12	3	4	5	6	7	8	9	8	9	10	11	12	13	14	5	6	7	8	9	10	11
13	14	15	16	17	18	19	10	11	12	13	14	15	16	15	16	17	18	19	20	21	12	13	14	15	16	17	18
20	21	22	23	24	25	26	17	18	19	20	21	22	23	22	23	24	25	26	27	28	19	20	21	22	23	24	25
27	28	29	30	31	1	2	24	25	26	27	28	29	30	29	30	31	1	2	3	4	26	27	28	29	30	31	1
3	4	5	6	7	8	9	1	2	3	4	5	6	7	5	6	7	8	9	10	11	2	3	4	5	6	7	8

> 9 maj

> 12 september

SEPTEMBER							OKTOBER							NOVEMBER							DECEMBER						
må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö	må	ti	on	to	fr	lö	sö
26	27	28	29	30	31	1	30	1	2	3	4	5	6	28	29	30	31	1	2	3	25	26	27	28	29	30	1
2	3	4	5	6	7	8	7	8	9	10	11	12	13	4	5	6	7	8	9	10	2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15	14	15	16	17	18	19	20	11	12	13	14	15	16	17	9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22	21	22	23	24	25	26	27	18	19	20	21	22	23	24	16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29	28	29	30	31	1	2	3	25	26	27	28	29	30	1	23	24	25	26	27	28	29
30	1	2	3	4	5	6	4	5	6	7	8	9	10	2	3	4	5	6	7	8	30	31	1	2	3	4	5

> 14 november

Marknadsinformation och transparens

Elmarknadsråd 13 november 2018



INNEHÅLL

- > Rapport från NordREG möte om ökad transparens för överföringskapacitet
- > Frågor för diskussion

GEMENSAMMA NORDISKA RAPPORTER



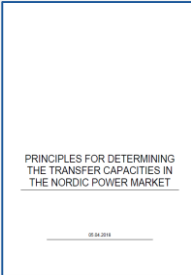
DATA



AKTÖRSDIALOG

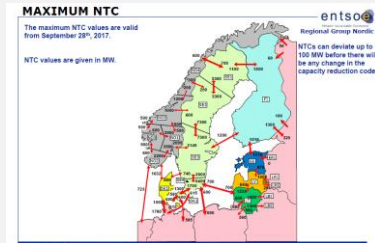


Gemensamma nordiska rapporter



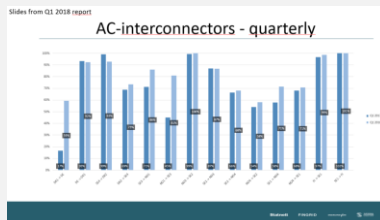
Principles for determining the transfer capacity document

- Beskriver nordiska principer och processer för nuvarande kapacitetsberäkning och ger information om beräkningspraxis på nordiska gränser:
- <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>



Maximum net transfer capacity map

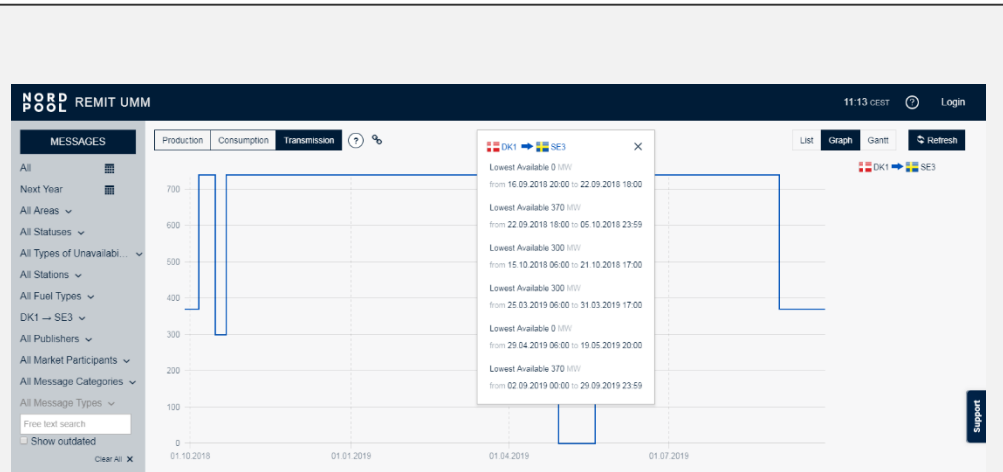
- Max NTC finns för alla nordiska gränser
- <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>



Kvartalsrapport om tillgänglig kapacitet i Norden

- Innehåller genomsnittlig tillgänglig kapacitet på nordiska gränser inclusive förklaringar till begränsningar:
- https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2018/transmission-capacity-available-to-the-market-q1_2018.pdf

Data



Urgent market message (UMM)

Alla reduktioner i Norden meddelas via UMM på Nordpools hemsida

<https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages>

The screenshot shows a table of capacity reduction codes for the period 06 NOV 2018. The table has columns for various capacity codes (SE2+SE3, SE3+SE2, SE3+SE4, SE4+SE3, SE4+DK2, DK2+SE4, N01+SE3, SE3+N01) and their corresponding capacity and code values. The table is organized into rows for each hour from 06-11-2018 to 23-00. Summary rows at the bottom show 'Min', 'Max', and 'Total' values for each code category.

Capacity reduction codes

Kapacitetsreduceringskoder finns för alla timmar

<https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages>

Aktördialog

> Elmarknadsrådet:

> <https://www.svk.se/om-oss/organisation/rad/elmarknadsradet/>

> Planeringsrådet:

> <https://www.svk.se/om-oss/organisation/rad/planeringsradet/>

> Drifrådet:

> <https://www.svk.se/om-oss/organisation/rad/driftradet/>



Slutsatser från NordREG-möte om ökad transparens för överföringskapacitet

- > Inget behov av ökade insatser inom transparens för överföringskapacitet för tillfället
- > Däremot finns det behov av diskussion om transparens för kommande initiativ

INNEHÅLL

- > NordREG möte om ökad transparens för överföringskapacitet
- > Frågor för diskussion

Exempel på framtida förändringar

- > aFRR/mFRR kapacitetsmarknad – reservering av överföringskapacitet
- > 15 min avräkning – högre tidsupplösning
- > Nordisk kapacitetsberäkningsmetod (flödesbaserad) – mer detaljerade nätbegränsningar

Frågor för diskussion

- > Vilket behov ser elmarknadsrådet av marknadsinformation kopplat till framtida förändringar? Exempelvis med avseende:
 - > Vilken information behöver inkluderas i otillgänglighetsmeddelande?
 - > På vilka tidshorisonter är information om kapaciteter relevant?
 - > Hur nära real time bör vi publicera information om systemets balans? Vilka konsekvenser får det 0-30 min?
 - > Vilken marknadsinformation efterfrågas?
-

Tack för er uppmärksamhet!



**SVENSKA
KRAFTNÄT**

Statusuppdatering nätkoder

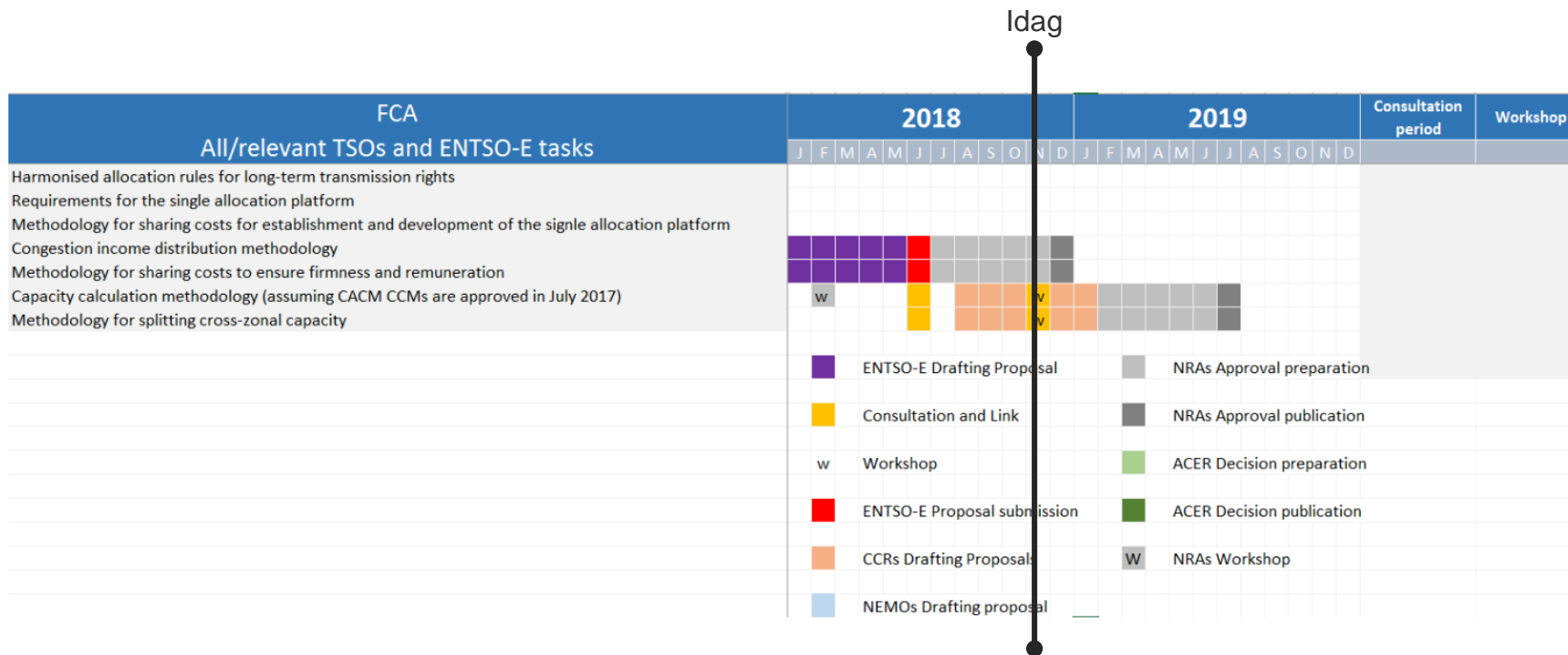
Elmarknadsrådet 2018-11-13



Agenda

- > Statusuppdatering marknadskoderna
 - > FCA – Forward Capacity Allocation
 - > CACM – Capacity Allocation and Congestion Management
 - > EB – Electricity Balancing

FCA



Tidslinjen är förskjuten vad det gäller CRR Baltic och CCR Hansa men gäller för CCR Nordic, se nästa slide för uppdaterade tider.

Status och pågående arbete

Europeiskt

- Metod för last- och produktionsdata (GLDPM-v2): Godkänd av alla NRA:er.
- Begäran om omarbetat förslag för fördelning av congestion income, omarbetat förslag klar mitten av december 2019. Innebär att metoden för kostnadsdelning för att säkerställa firmness skjuts på framtiden.

CCR Norden

- Kapacitetsberäkningsmetoden (CCM): Deadline 16 januari 2019. Arbetet pågår.

CCR Hansa

- Kapacitetsberäkningsmetoden (CCM): Deadline 19 maj 2019. Arbetet pågår.

CCR Baltic

- Kapacitetsberäkningsmetoden (CCM): Deadline 19 maj 2019. Arbetet ej startat.

Nationellt

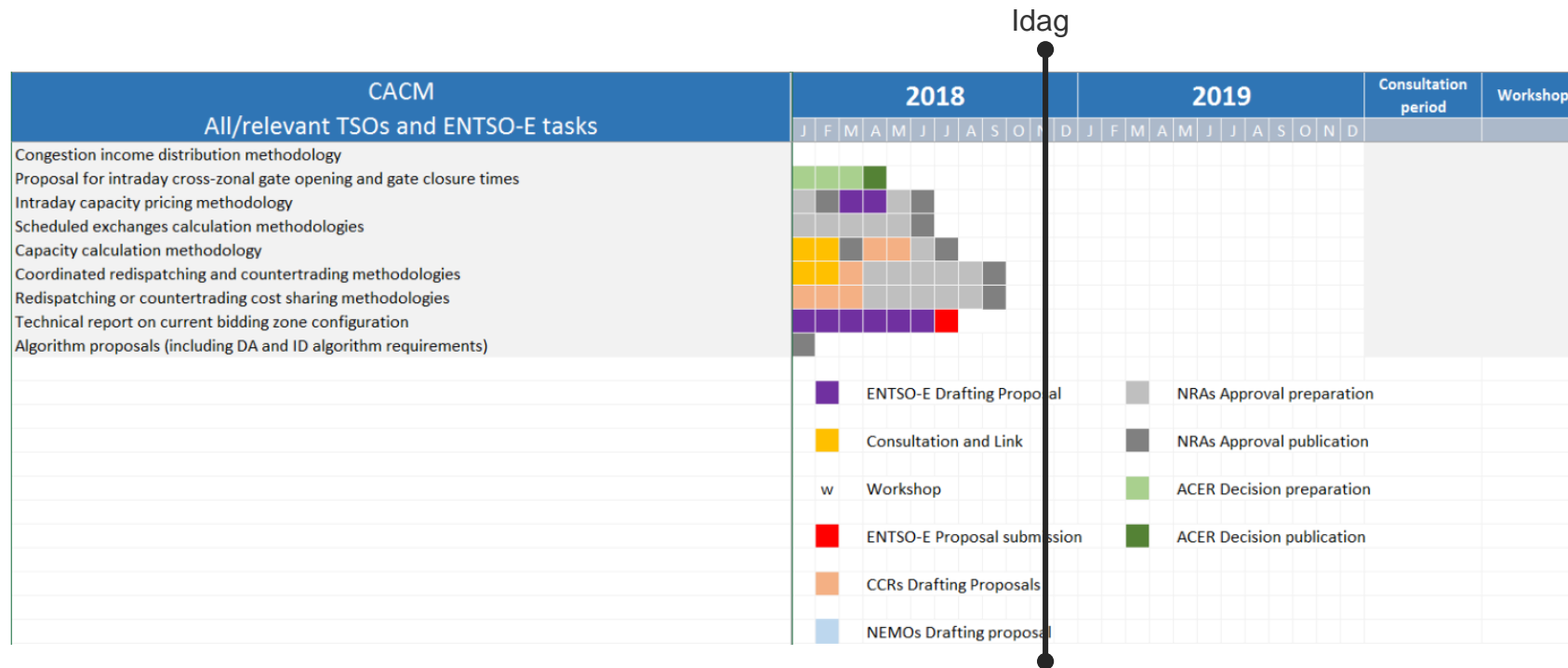
- Följande gränsförbindelser är beviljade undantag från långsiktiga transmissionsrättigheter (DK1-SE3, DK2-SE4, SE3-FI, SE1-FI, SE4-PL).

Pågående konsultationer

Regionalt

- Konsultation angående kapacitetsberäkningsmetodik, artikel 10, för CRR Norden startar i mitten av november 2018.

CACM



Status och pågående arbete

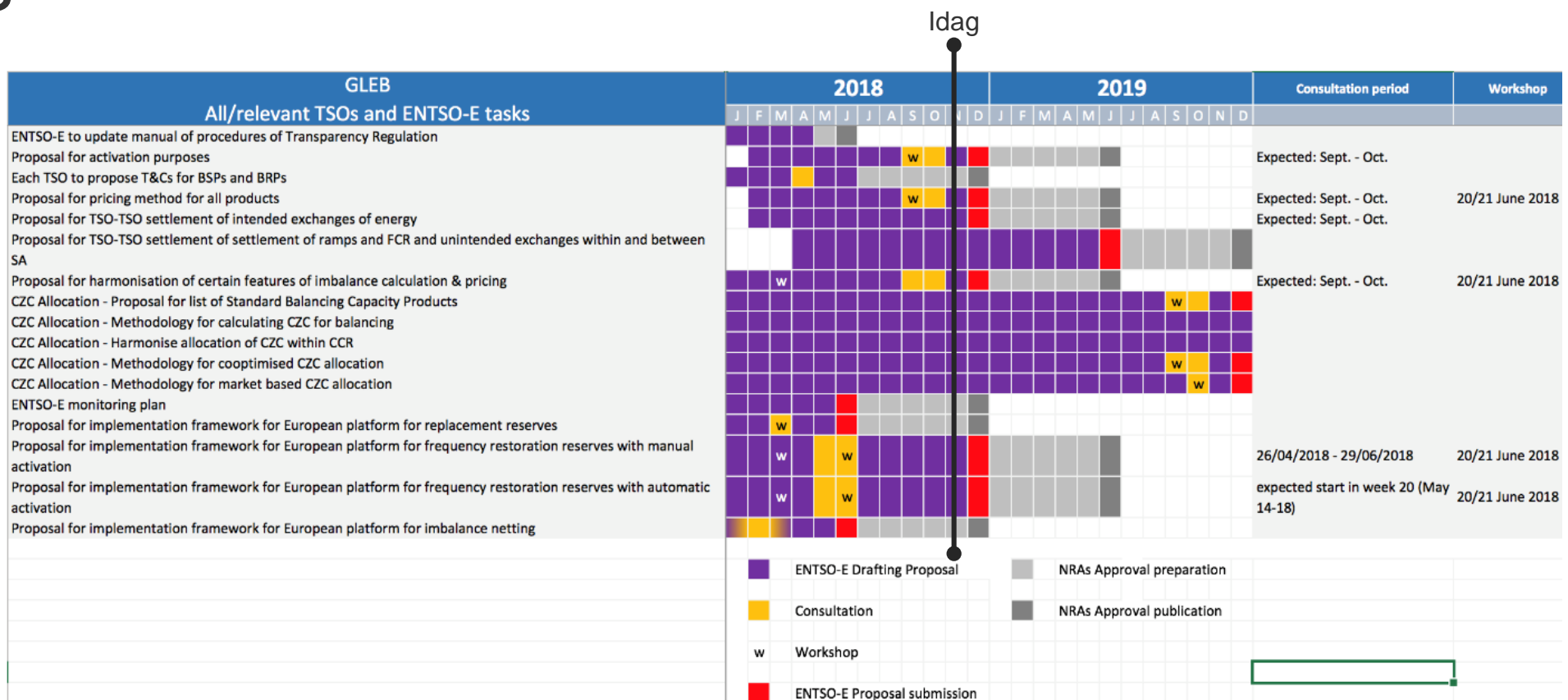
Europeiskt

- Förslaget om prissättning på ID kapacitet ligger nu hos ACER
- Schedule exchange methodology metoden till Ei i november
- Revidering av indelning i kapacitetsberäkningsregioner nu hos ACER

Regionalt

- Fortsatt arbete med att förbereda för flera NEMOs i ett elområde
- Omarbetat förslag på koordinerad mothandel och omdirigering
 - CCR Norden reviderat förslag skickas till Ei i november
 - CCR Hansa reviderat förslag skickas till Ei i december
 - CCR Baltic reviderat förslag skickas till Ei i november
- Omarbetat förslag på kostnadsfördelning för koordinerad mothandel och omdirigering inlämnat till Ei i november
 - CCR Norden reviderat förslag skickas till Ei i november
 - CCR Hansa reviderat förslag skickas till Ei i december
 - CCR Baltic – de tre baltiska tillsynsmyndigheterna har på uppdrag av kommissionen enligt art 9.4 i CACM tagit fram ett metodförslag
- Kapacitetsberäkningsmetod för CCR Baltic godkänd i oktober
- Kapacitetsberäkningsmetod för CCR Hansa skickat till Ei i september →Ei förväntas fatta beslut i ärendet November 2018

EB



https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/

Status och pågående arbete

- Ett år efter Entry into force (EIF), 18 december, närmar sig och höstens arbete ska till NRA:erna för godkännande bland annat arbetet inom MARI och PICASSO.

Europeiskt

- aFRR PICASSO
- mFRR MARI
- Imbalance Settlement Harmonisation

Regionalt

- Uppstart av program för implementering av den nordiska balanseringsmodellen
- Metoder rörande aFRR kapacitetsmarknad ska vidare till NRA för godkännande

Nationellt

Pågående konsultationer

Europeiskt

- Konsultation avseende prissättning av balansenergi och kapacitet mellan elområden Art 30(1) och 30(3) – t.o.m. 13 November
 - <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/europeisk-elmarknad/konsultation-avseende-prissattning-av-balansenergi-och-kapacitet-mellan-elomraden/>
- Konsultation om klassificering av aktiveringsändamål avseende buden på balansenergi Art 29(3) – t.o.m. 13 November
 - <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/europeisk-elmarknad/konsultation-om-klassificering-av-aktiveringsandamal-avseende-buden-pa-balansenergi/>

Tips! – ENTSO-Es hemsida rörande EB har uppdaterats och ger nu en bättre översikt av pågående arbete. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

Samråd Efterfrågefleksibilitet DCC

Elmarknadsrådet 13 november 2018



SVENSKA
KRAFTNÄT

Samråd enligt DCC-koden

Förordning (EU) 2016/1388

- > DCC-koden reglerar anslutning av förbrukare
- > Ett antal artiklar (28.2 c, e, f, k, l och 29.2 c, d, e) ska samrådas innan de lämnas till Energimarknadsinspektionen för godkännande
- > Dessa krav gäller anslutning av förbrukningsenheter som används för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet
- > Samrådet ska pågå minst en månad. Tidsplan:
 - > 1 dec–13 jan samråd
- > Samrådet kommer att publiceras här:
<http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/pagaende-konsultationer/>

An aerial photograph of a dense forest with a winding road and a lake. Power lines run across the scene from the top left towards the bottom right. A blue horizontal bar is positioned at the top of the image.

Nordiska kapacitetsberäkningsprojektet

Elmarknadsrådet 13 november 2018



INNEHÅLL

1. Tidplan implementering av Nordiska kapacitetsberäkningsmetoden
2. Resultat simuleringar av veckorna 1-4, 2017

Tidplan implementering av Nordiska kapacitetsberäkningsmetoden

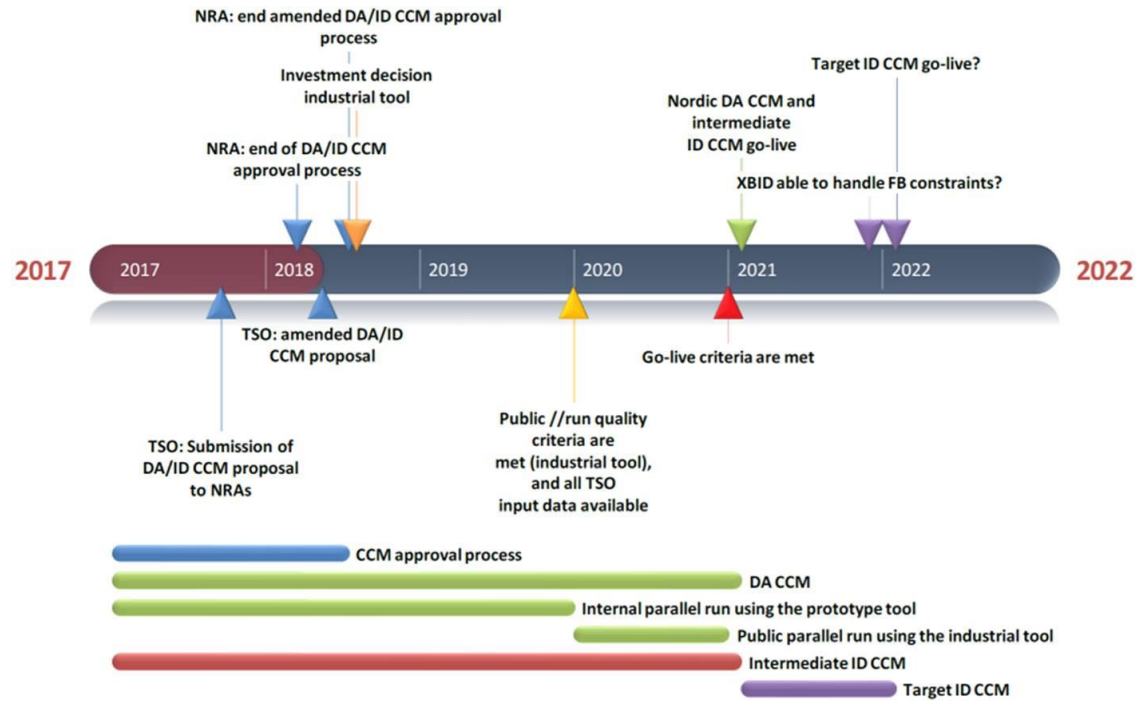
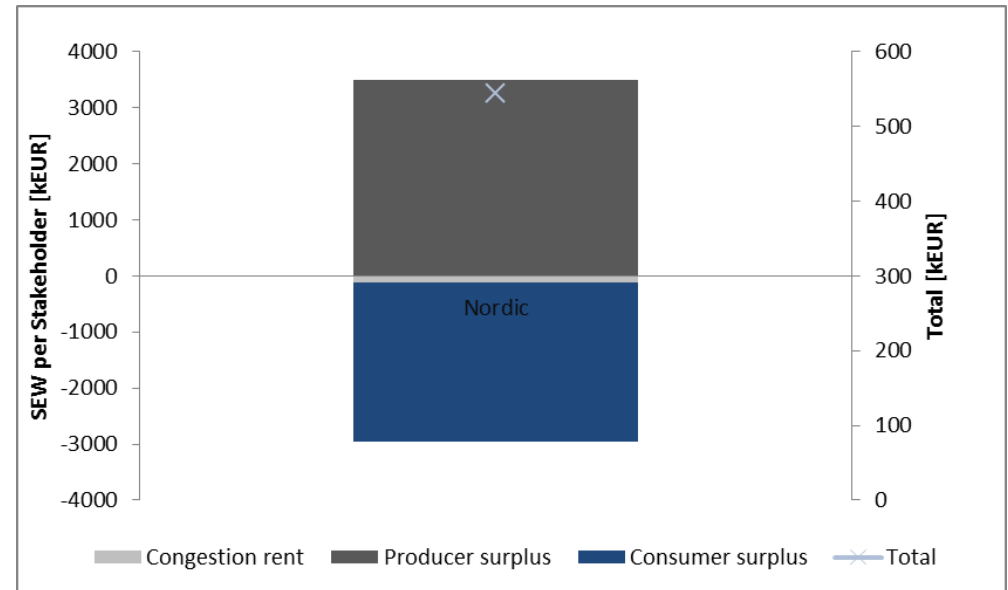


Figure 46 Indicative timeline for implementing the new CCM

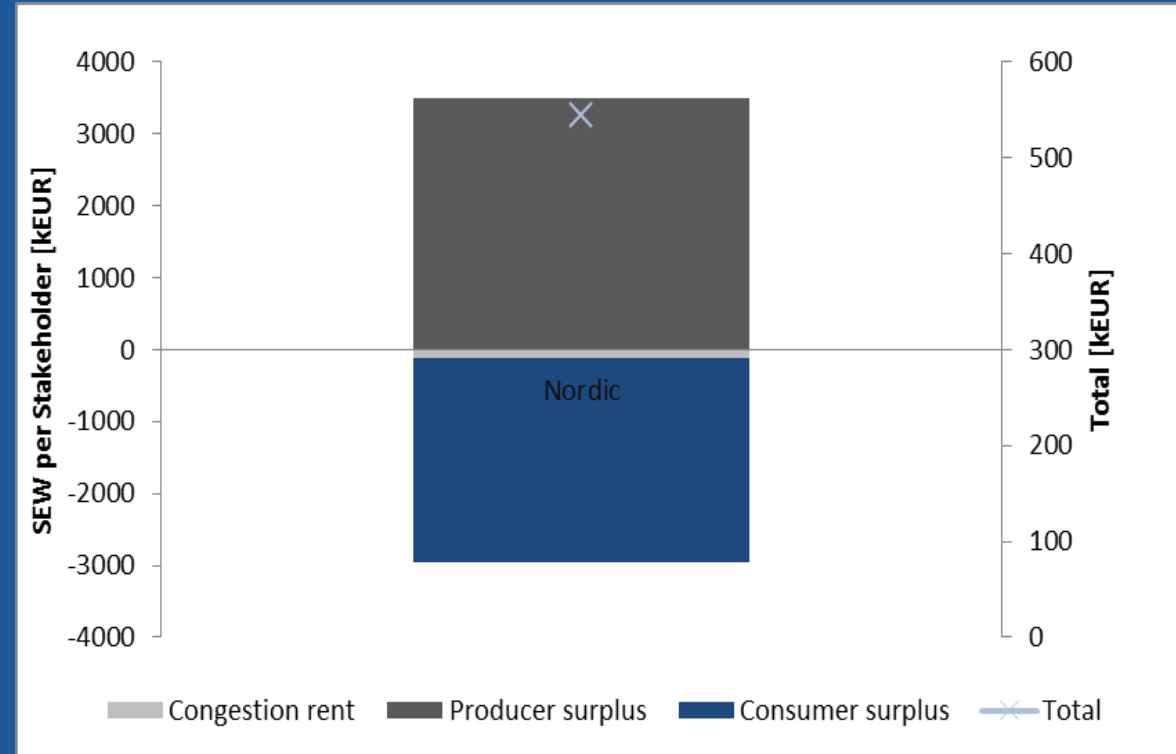
Slutsatser från simuleringar av veckorna 1-4, 2017

- I genomsnitt, nyttovinster vid övergång till FB jämfört med nuvarande NTC
- Nyttoförluster för vissa timmar på grund av NTC-kapaciteter utanför säkerhetsdomänen
- Strukturella flaskhalsar som Västkostsnittet och export begränsningar i Norge hanteras mer effektivt

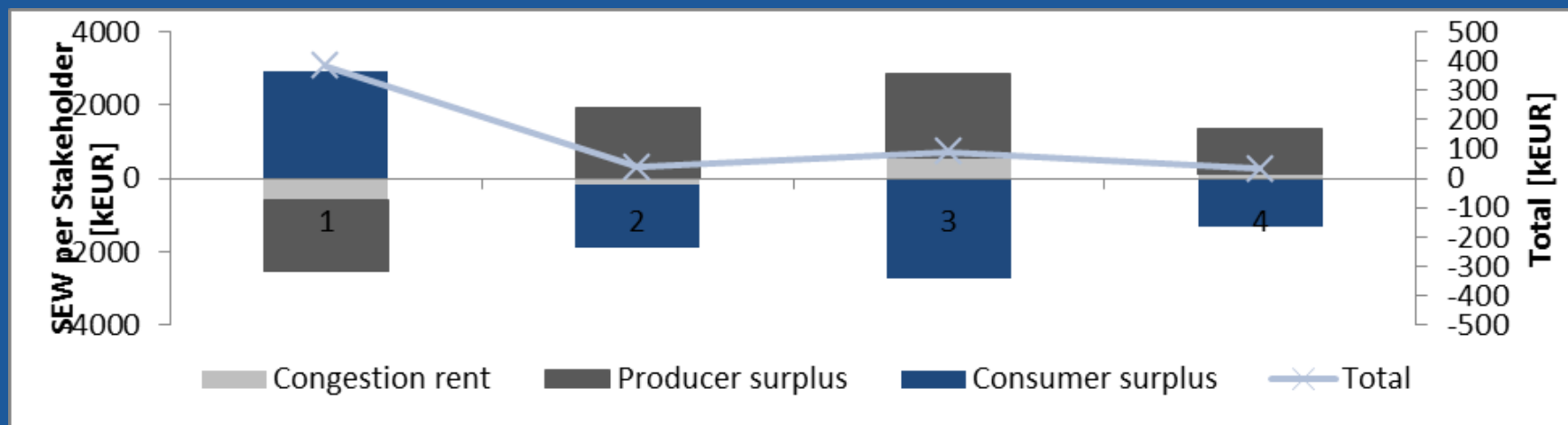


Samhällsnytta, aggregerade resultat

Kategori	Summa
Flaskhals-intäkter	- 117 k€
Producent överskott	+ 3505 k€
Konsument överskott	- 2844 k€
Total	+ 544 k€

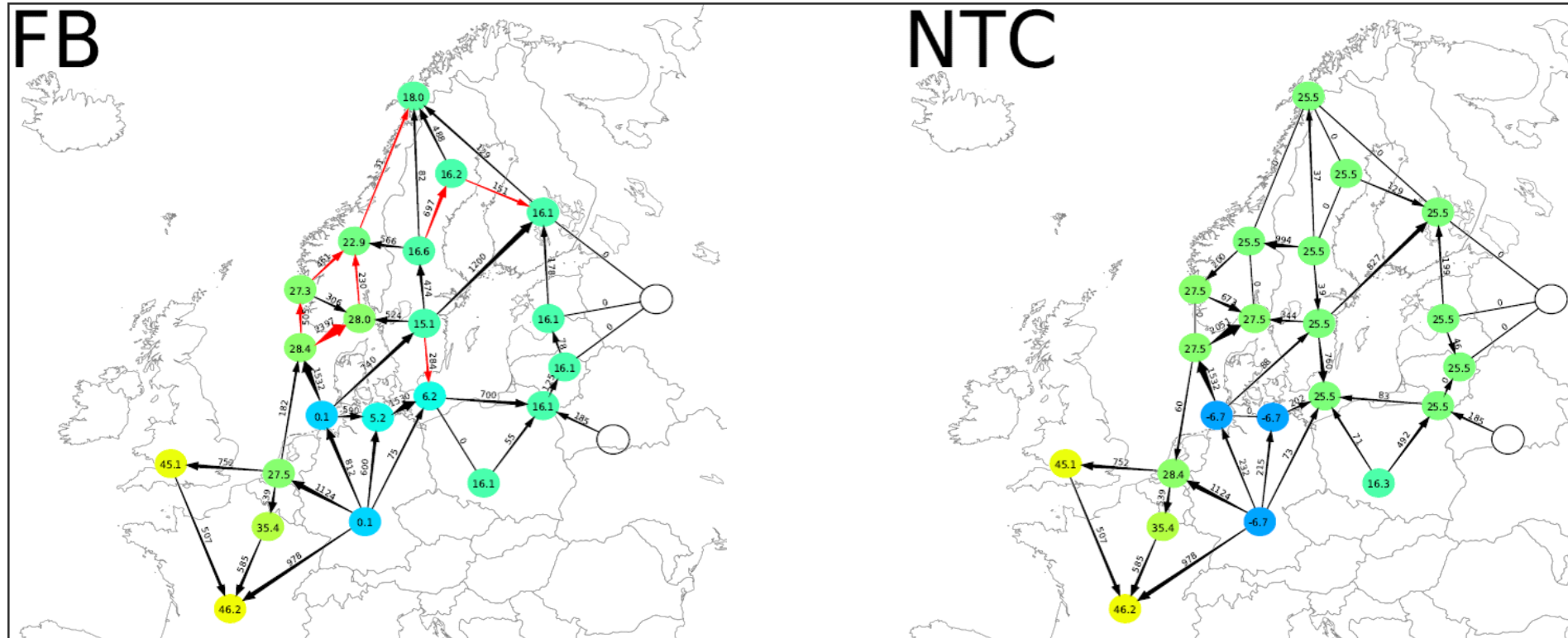


Socioeconomic welfare gains, week by week



- **Störst samhällsnytta genereras v. 1 och mer specifikt natten från 3 till 4 januari**
- **Två typiska situationer**
 - Blåsiga nätter och mer effektiv hantering av västkustsnittet → Lägre priser → Högre konsumentöverskott
 - Hög last + flaskhalsar i norska nätet och i det svenska snitt 2 → Svårt att exportera billig kraft från Norge och norra Sverige. Mer effektiv flaskhalshantering med FB → Större samhällsnytta

Exempel: Vecka 1, 4 januari 03:00: en blåsig natt



- Mycket vindkraft för export från DK/GE till Baltikum
- Med NTC, begränsningar på DK1->SE3 och DK2->SE4 pga västkustsnittet
- Med FB, kapacitetsallokering tar direkt hänsyn till Västkustsnittet utan behov av begränsningar

An aerial photograph of a lush green forest. A winding dirt road or path cuts through the trees. In the center, a small, dark pond reflects the sky and surrounding foliage. Several high-voltage power lines with towers stretch across the landscape from the top left towards the bottom right. The sun is low on the horizon, creating a warm, golden glow over the scene. A solid blue horizontal bar is positioned above the main text.

Tack för uppmärksamheten!





Nordisk balansavräkning – erfarenheter hittills och planer för vidareutveckling

We settle together!

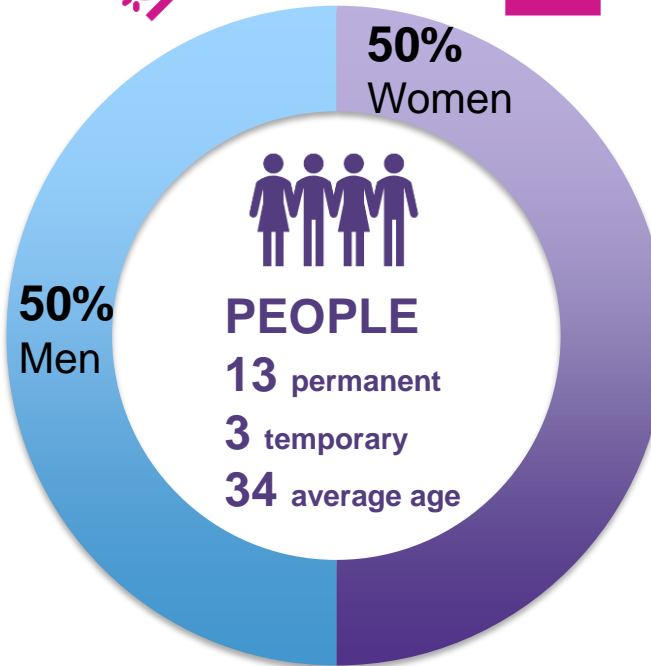
In operation from
2017



Corporate Language **ENGLISH**
Service also in **FINNISH**
NORWEGIAN and **SWEDISH**



Customers:
~ **190** BRPs
~ **500** DSOs
~ **800** REs



Imbalance settlement for
1222 Metering Grid Areas 



36 million market
messages / year



Invoices
190 per week
9900 per year

Owners (TSOs)
33% Fingrid
33% Statnett
33% Svenska kraftnät



Headquartered
in **HELSINKI**

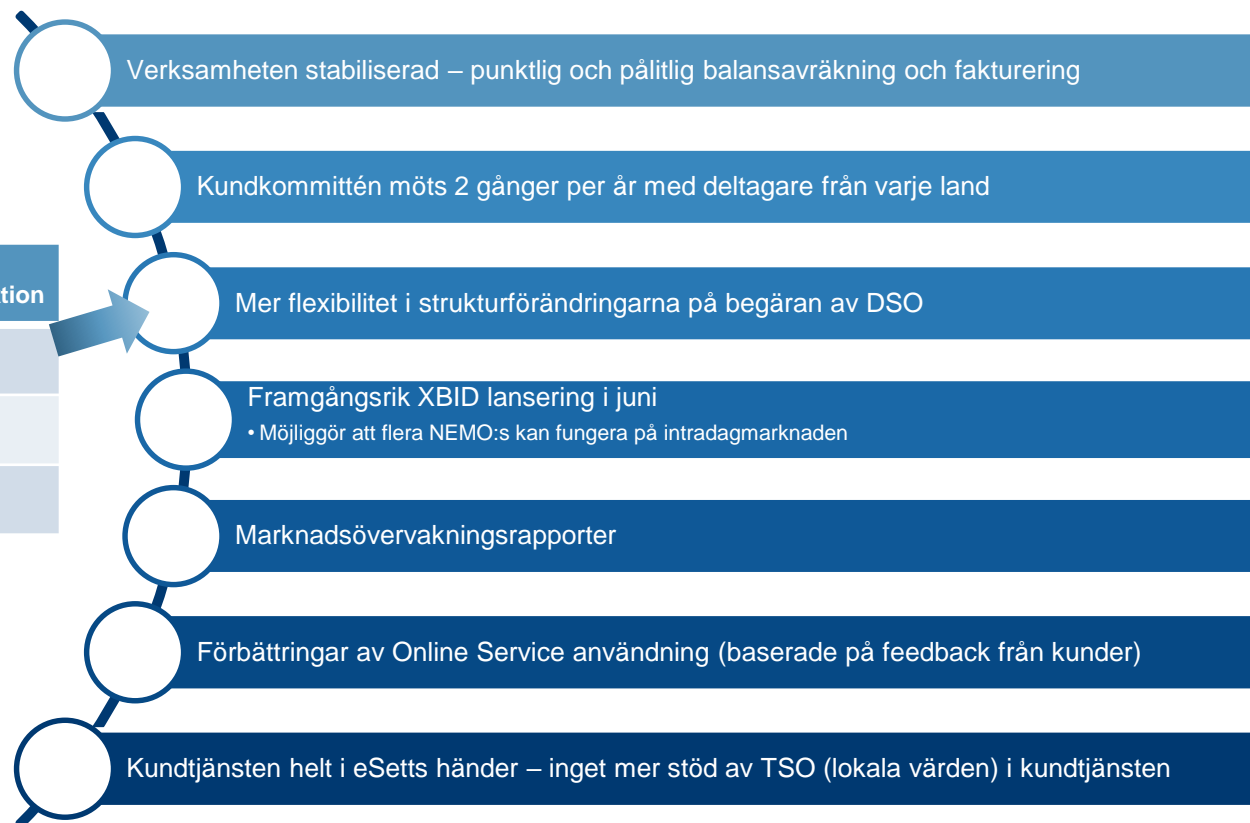


1 st and **ONLY**
across border
imbalance settler

Imbalance Energy
turnover **27,5 TWh**
/ the first 12 months

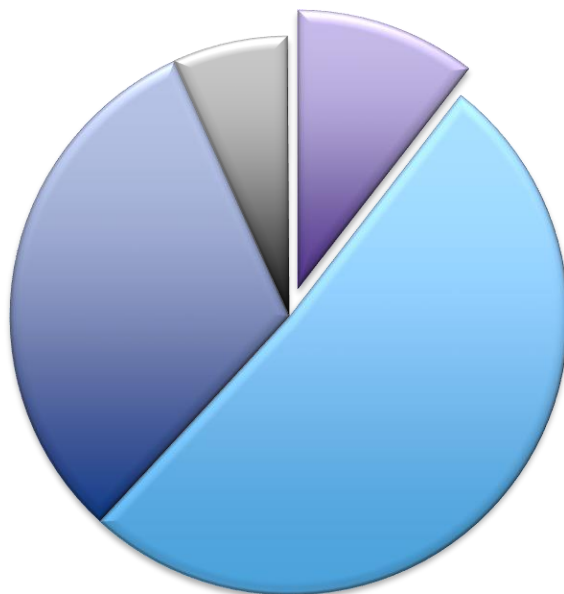
Vad har hänt efter lanseringen?

Område / Struktur	Förbrukning	Mindre Produktion	Normal Produktion
Finland	-7	-7	-
Sverige	-7	N/A	-7
Norge	-7	-7	-



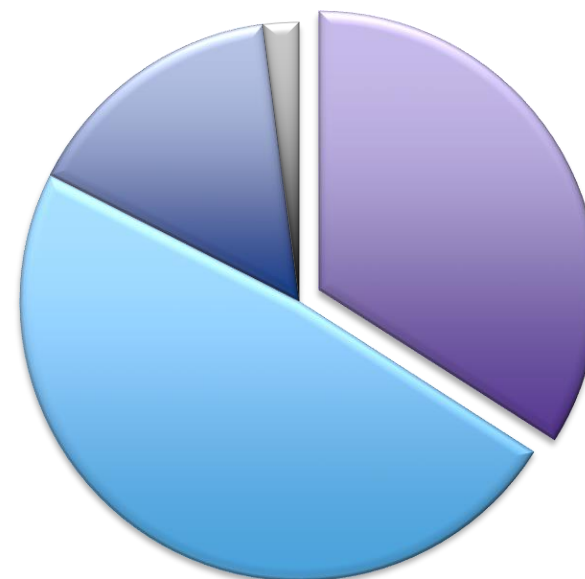
Kundundersökningen 2017

Overall Grade



■ 5 (Excellent) ■ 4 ■ 3 ■ 2 ■ 1 (Poor)

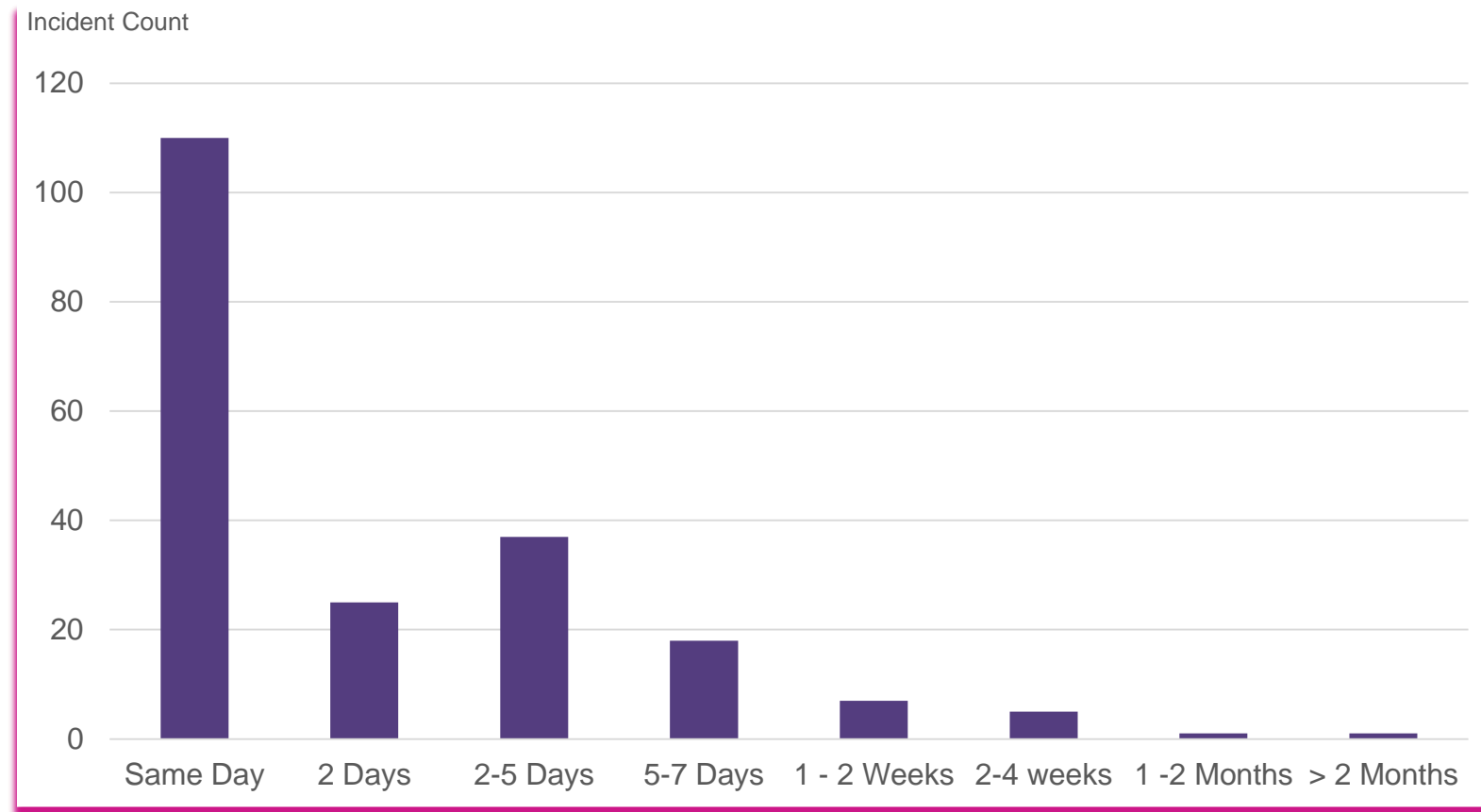
Service usefulness



■ 5 (Very useful) ■ 4 ■ 3 ■ 2 ■ 1 (Not useful)

- Goda resultat även efter kort driftstid.
- Över lag endast positiv feedback.
- Kunderna önskade snabbare svarstid samt kundtjänst på det lokala språket.

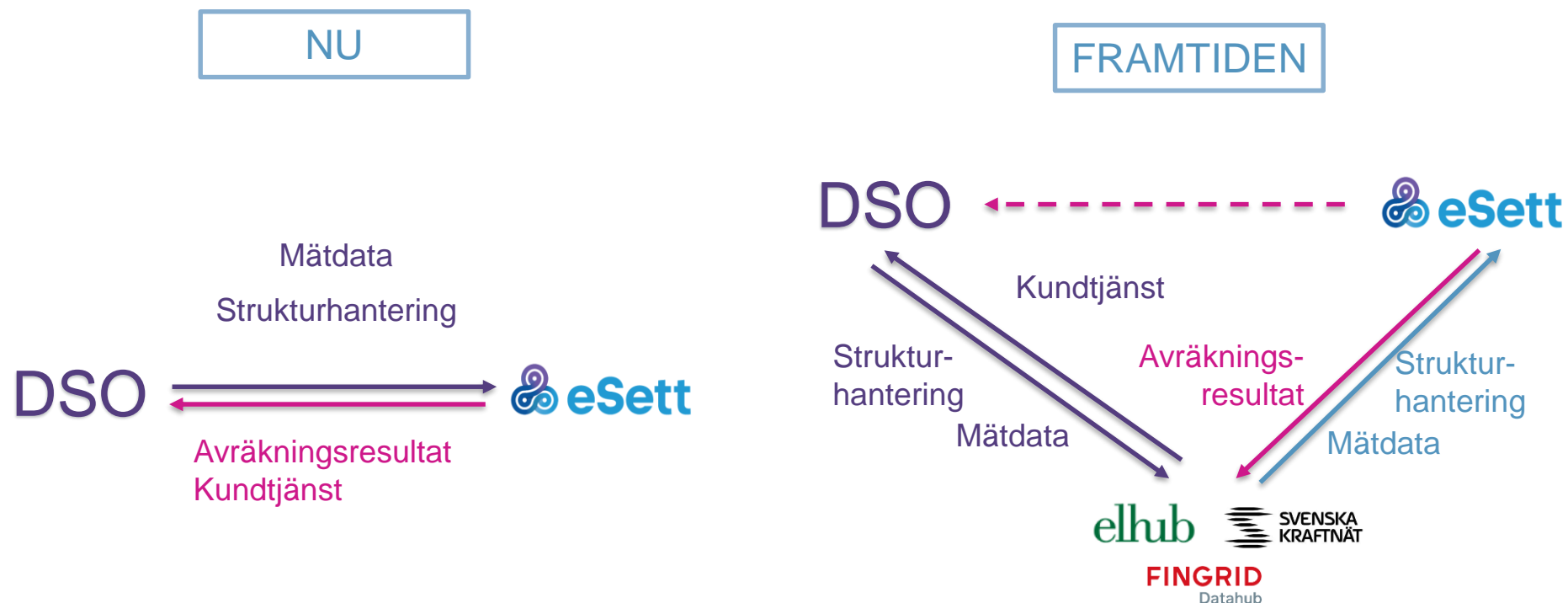
Serviceförfrågan, Responstid (aug-sep / 2018)



Vad kommer hända härnäst?

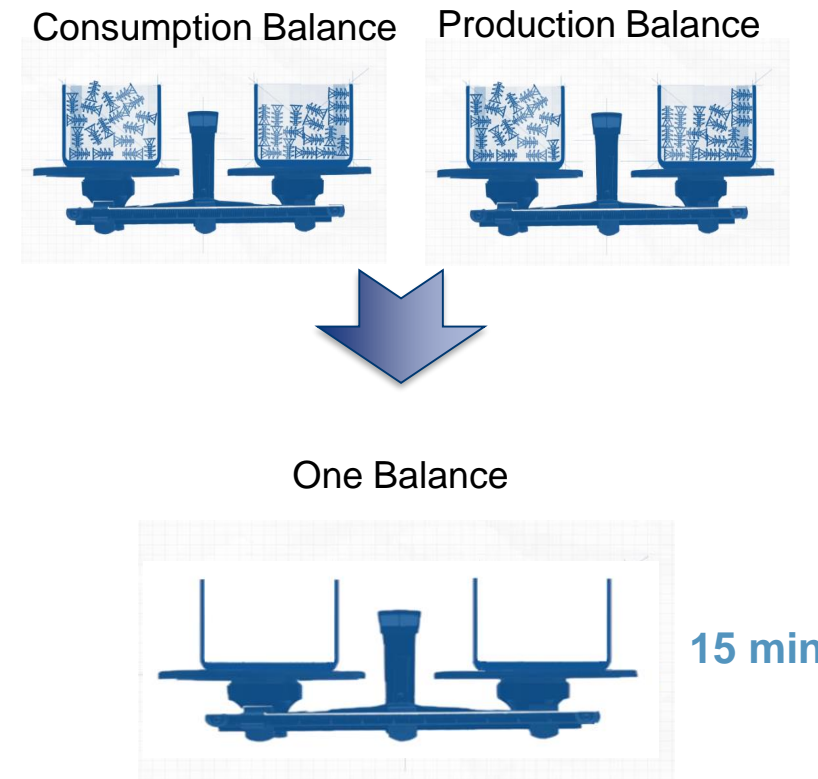


Förändringar i kommunikationen med DSO efter hubbarna



Enbalansmodell och 15 min avräkning

- Största förändringarna i o.m. enbalansmodellen
 - Från två balanser till en balans
 - Enprismodellen används för att definiera kostnaden för obalanser
 - Produktionsplaner ingår inte längre i balansavräkningen
- Största förändringarna i o.m. 15 min avräkningsperiod
 - Strukturhanteringen stannar på timnivå
 - Alla balansavräkningar med 15 min intervall istället för 60 min
 - Ändringar i XML-meddelanden möjliggör en mer exakt rapportering



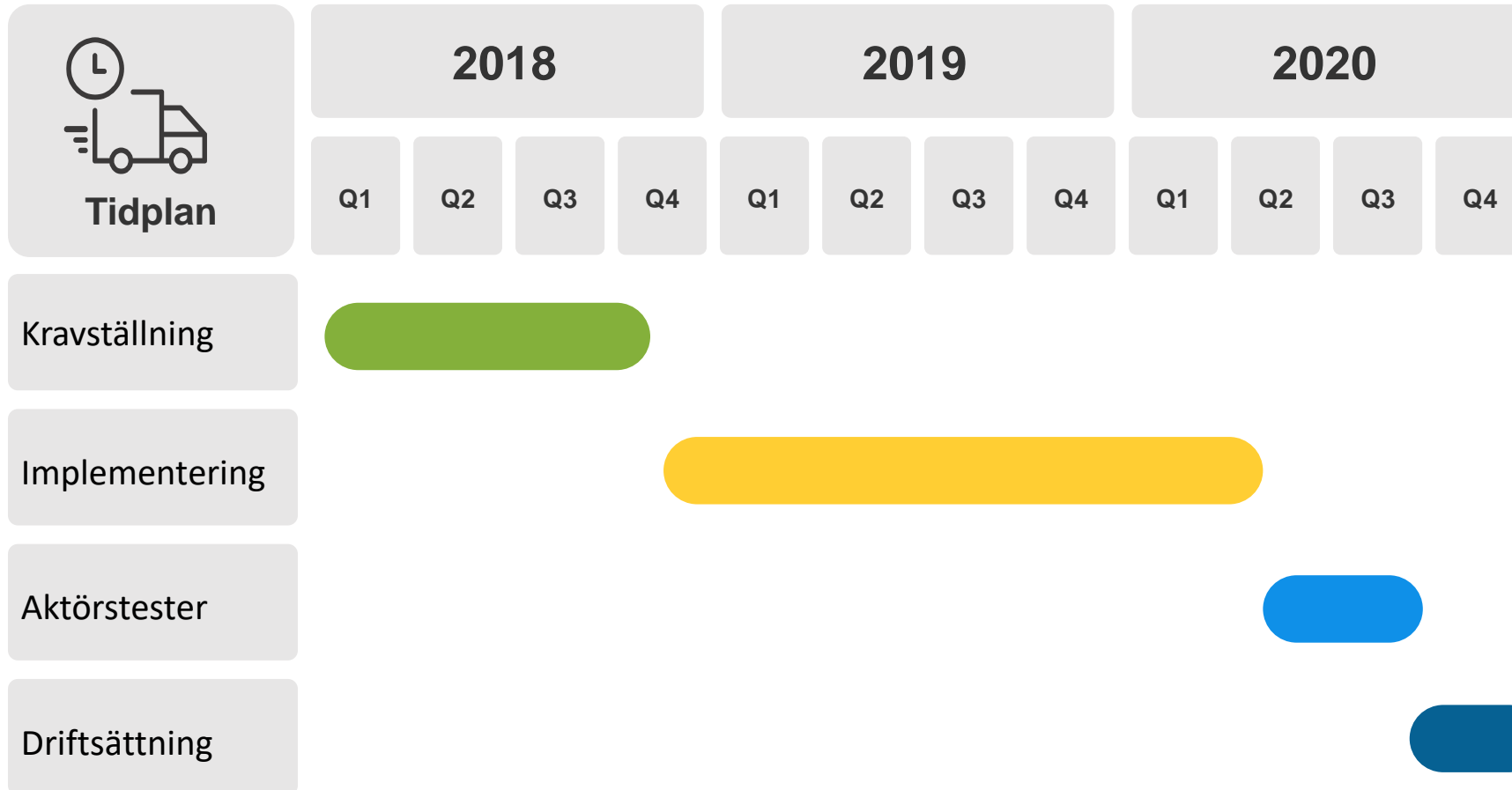


Införande av 15 min avräkning Status

Elmarknadsråd 2018-11-13

Mats Elmér

Övergripande Tidplan



Status

- Kravställning mot eSett genomförd
- Inledande möte med Ei angående förändringar som krävs i föreskrift
- Möte inplanerat med departementet (Ei samt Svk)
- 3 möten med "Expert grupp" har hållits
 - 2 förslag avseende avräkningsprocessen diskuteras

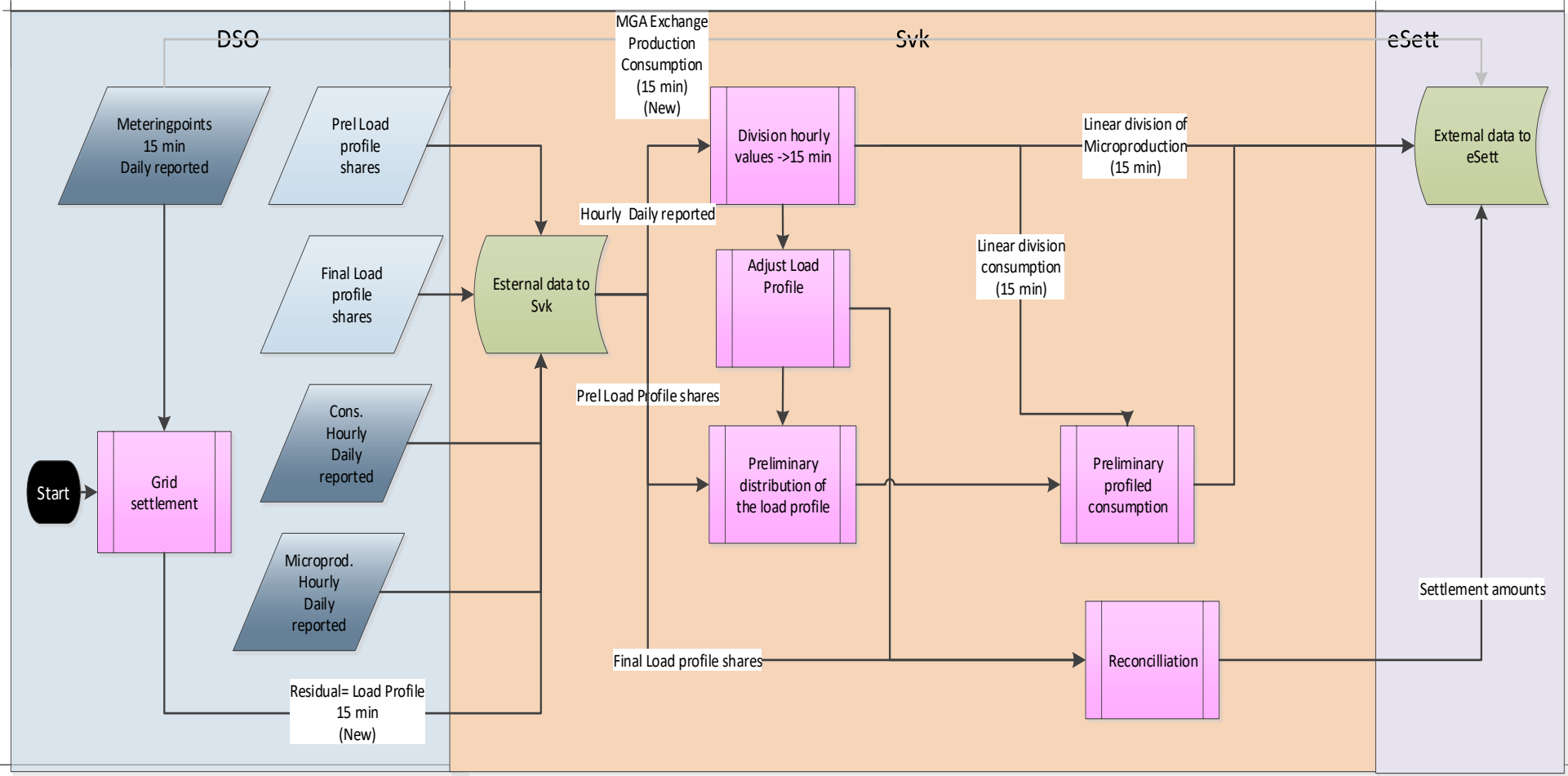
Förslag 1

- Förslag som till viss del speglar processen när EMH är införd
- Viss centraliserad lösning (Svk)
- Förändring i rapportering för nätägare
- Förändring av aggregeringsnivå (BRP)
- Kategori 1-2 för förbrukning samt kategori 1 för produktion är undantagna för krav på 15 min mätning
 - Gränspunkter samt övrig förbrukning/produktion med 15 min registrering

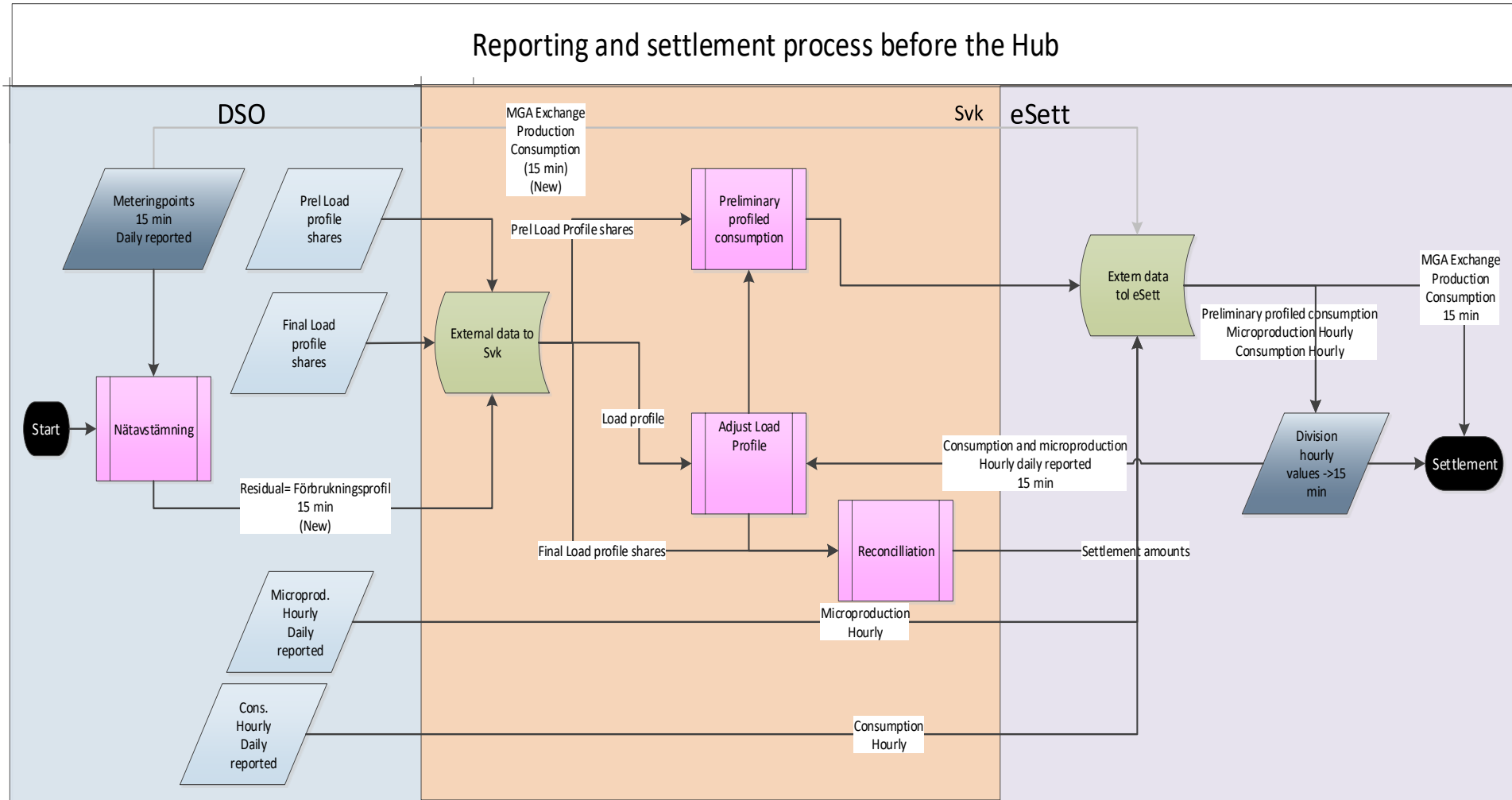
Förslag 2

- Viss centralisering (eSett)
- Till stor del samma rapportering som idag för nätägare
- Samma aggregeringsnivå som idag (leverantör)
- Kategori 1-2 för förbrukning samt kategori 1 för produktion är undantagna för krav på 15 min mätning
 - Gränspunkter samt övrig förbrukning/produktion med 15 min registrering

Reporting and settlement process before the Hub



Reporting and settlement process before the Hub



An aerial photograph of a dense forest landscape. A large, irregularly shaped lake is situated in the center-right of the frame, reflecting the sky and surrounding trees. Several high-voltage power lines with lattice towers stretch diagonally across the forest from the top-left towards the bottom-right. The sun is low on the horizon in the background, creating a warm, golden glow over the scene. A solid blue horizontal bar is positioned at the top of the image, partially overlapping the text.

Balansansvarsavtalet



Maria Eriksson

Zarah Andersson

2018-11-13

Agenda

Del I

Bakgrund avtal 3829-1

Remissbemötande och ändringar införda efter remiss

Övriga ändringar i avtal 3829-1

Ändringar med anledning av driftförordningen

Del II

Ändring

Tidsplan Balansansvarsavtalet

Bakgrund

- > Avtal 3829-0 trädde i kraft 1 november 2019
 - > Ändringar avseende effektreserven
- > Nytt avtal 3829-1 träder i kraft i mars 2019
 - > Remiss 9/7-22/8
 - > Remissbemötande utskickat 25/10
 - > Slutgiltigt avtal skickas ut i början av januari

Avtalets ikraftträdande

- > Avtal 3829-1 kommer att publiceras senast i början av januari 2019. Svenska kraftnät återkommer om datum för ikraftträdandet.
- > Anledningen till förseningen är att vi har inte möjlighet att produktionssätta Fifty MMS version 14 innan årsskiftet som tidigare planerat, detta på grund av andra produktionssättningar hos Statnett. Första möjliga tidpunkt är början på mars 2019.

Mer information och nyhetsmeddelande finns på [Fiftys](#) sida på aktörsportalen.

Remissbemötande och ändringar

- > Nytt regeldokument: FCR- förbrukning
- > Systemdrifttillstånd
- > Ändringar införda efter remiss
- > Övriga ändringar i avtal 3829-1
- > Ändringar införda med anledning av driftförordningen

Nytt regeldokument – Regler och upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D – Förbrukning

- synpunkter angående anpassning av regler för att möjliggöra FCR-leverans från förbrukning

- > Syftet med det nya regeldokumentet är *inte* att förändra marknadsmodellen för FCR utan att anpassa de befintliga kraven så att även förbrukning kan delta
- > Kraven för FCR-leverans är under utveckling och kommer att påverka BA-avtalet kommande år
 - > Arbete pågår nordiskt för att harmonisera kraven för FCR-N och FCR-D i Norden
 - > Implementering av Europeiska förordningar påverkar avtalet
- > Tekniska krav på FCR har tagits bort från avsnitt 5 i regeldokumentet och anges istället i Balansansvarsavtalets bilaga.

FCR – förbrukning

- synpunkter angående anpassning av regler för att möjliggöra FCR-leverans från förbrukning

- > Ambitionen är att regelverket ska vara teknikneutralt, att öppna upp marknaden för förbrukningsflexibilitet är ett första steg.
- > Den vattenkraft som idag tillhandahåller FCR styrs lokalt och genom kontinuerlig reglering. Det kan dock finnas fall där detta inte är lämpligt eller möjligt. Om balansansvarig istället använder:
 - > Centralt styrd FCR, **och/eller**
 - > Stegvis reglerad FCR

så införs en gräns för hur stor total förkvalificerad volym med dessa egenskaper som Svenska kraftnät godkänner. Gränsen sätts initialt till max 20 MW för FCR-N och 40 MW för FCR-D. Om maxgränsen uppnås kommer fördelning av tillåten volym per balansansvarig att fördelas pro rata.

Systemdrifftillstånd

- synpunkter angående definitioner

- > Förordning (EU) 2017/1485 ställer krav på den totala funktionen av FCR. I Norden har vi två produkter som tillsammans uppfyller kravet på FCR
 - > FCR-N aktiveras inom frekvensbandet 49,90 – 50,10 Hz
 - > FCR-D aktiveras när frekvensen understiger 49,90 Hz
- Det innebär att FCR-D kan vara aktiverad både vid Normaldrifftillstånd och vid Skärpt drifftillstånd.
- > Begreppen Normaldrifftillstånd och Skärpt drifftillstånd definieras i förordningen.
- > Svenska kraftnät arbetar med att förtydliga drifftillstånden och förtydligande information finns på www.svk.se.



Ändringar införda efter remiss

- allmänna synpunkter

- > Plan- och prognosinformation för FCR ska *inte* rapporteras redan kl. 23 två dagar före leverans. Inga förändringar har införts gällande tidpunkter i rapportering – fel i remiss.
- > Planerad aFRR rapporteras *inte* efter utförd avräkning för varje dygn. Avsnitt 2.6.2 stryks ur avtalet.
- > Tekniska krav FCR bilaga 3.2 - Remissat förslag:

”Vid kontinuerlig reglering ska aktivering ske linjärt mot den stationära frekvensavvikelsen.”

Detta ändras till:

”Vid kontinuerlig reglering ska aktivering ske med en regulator vars slutvärde är linjärt mot frekvensavvikelsen.”

- > Ekvation 7 – Beräkning av energivolym i regeldokumentet för FCR skrivs om för att matcha övriga ekvationer, ingen förändring av beräkningen jämfört med i remissen.

Övriga ändringar i avtal 3829-1 (1/3)

- > Separat rapportering av för FCR produktion respektive förbrukning (planer, handel, aktivering, bindande plan).
- > Förtydligande text kring hur återköp genomförs införs i avtalet.
- > Valutakursen för upphandlingsdygnet används vid FCR-handel.
- > Justering gällande elektronisk kommunikation: hänvisning till gällande skrivningar i Ediel-avtalet istället för specifika format.

Övriga ändringar i avtal 3829-1 (2/3)

- > Hänvisning till plattform för insiderinformation ändras.
- > Krav på att aktiv effekt ska sparas och vid begäran skickas till Svenska kraftnät i efterhand. Detta gäller i de fall då aktiv effekt inte rapporteras till Svenska kraftnät i realtid.
- > När nästa uppdatering av Fifty MMS driftsätts så kommer det finnas möjlighet, att **som komplement** till vanlig kommunikationsväg med Svenska kraftnät, även lämna in bud manuellt via ett webbgränssnitt.
- > Bud FCR lämnas med information om elområde.

Övriga ändringar i avtal 3829-1 (3/3)

- Beräkning av energivolym FCR

- > Beräkning av nettoenergivolym sker för både FCR-N och FCR-D, vilket ger en mer korrekt avräkning.
- > Svenska kraftnät kommer att rapportera både aktiverad FCR-N och aktiverad FCR-D. För aktiverad FCR-N rapporteras även belopp eftersom energiersättning ges för FCR-N.
- > Information om hur energivolym beräknas flyttas från bilaga och återfinns istället i regeldokument.

Ändringar införda utan remiss med anledning av krav i driftförfordningen (EU) 2017/1485

- > Ändringar införda från 2017/1485 är ej föremål för remiss men finns med för att ge en bättre helhetsbild av de krav som gäller.
- > Förkvalificeringsprocess för samtliga reserver publicerade på Svenska kraftnäts hemsida.
- > Definitionslistan i Balansansvarsavtalet uppdaterad för att förtydliga begrepp enligt förordningen.

Förkvalificering (1/2)

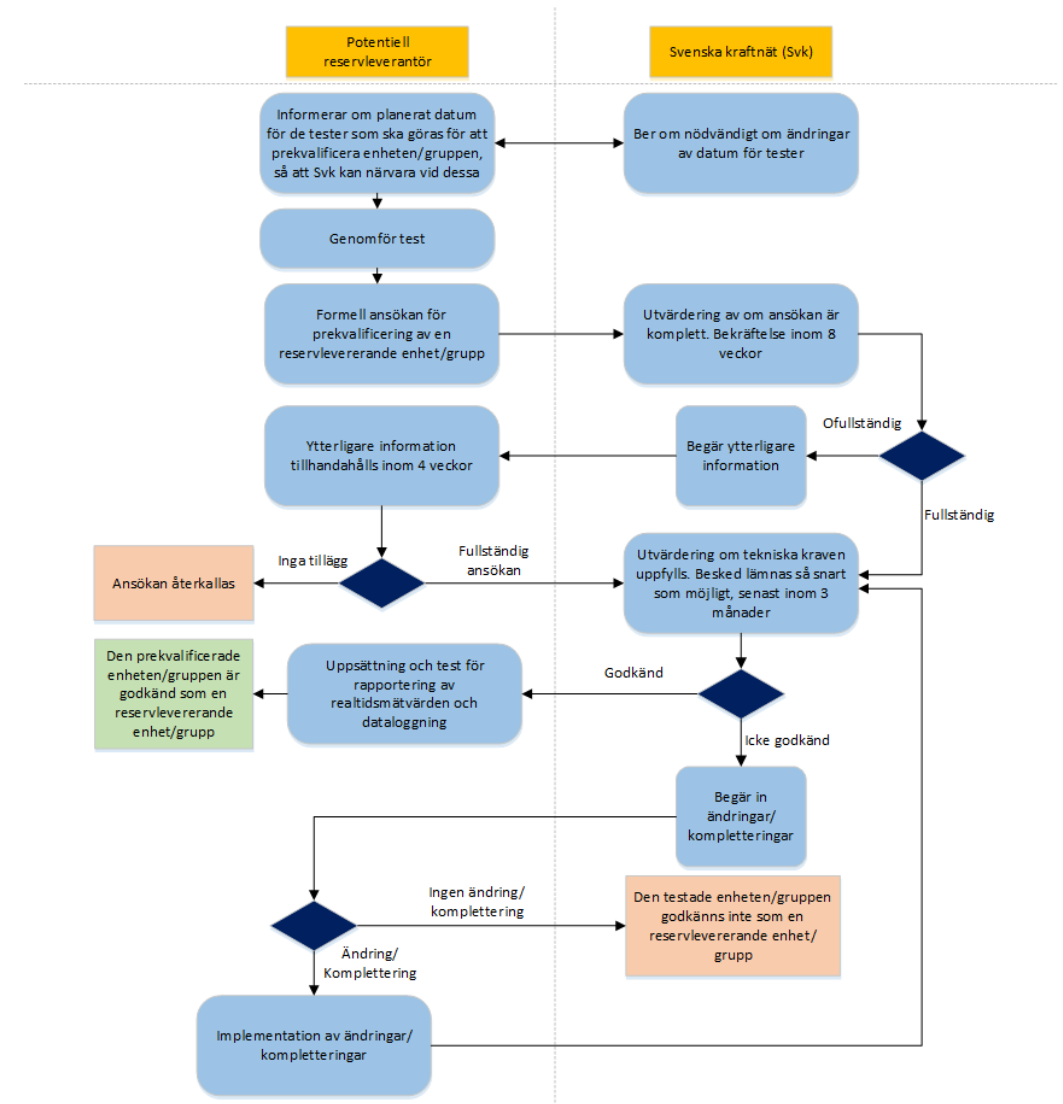
- > Enligt förordning (EU) 2017/1485 ska Svenska kraftnät publicera en förkvalificeringsprocess som beskriver den formella ansökningsprocessen som gäller för de aktörer som vill leverera systemtjänster.
- > Syftet med förkvalificeringen är att leverantören kan redovisa att de krav som ställs på enheter eller grupper uppfylls.
- > Svenska kraftnät har publicerat information om olika reserver, frågor och svar, gällande avtal och blanketter m.m. på [hemsida](#). Där finns även möjlighet att lämna en intresseanmälan om att leverera reserver.
- > [Information om förkvalificeringsprocessen](#) publicerades den 14 september 2018.

Förkvalificering (2/2)

- > De enheter och grupper som tillhandahåller FCR och FRR till Svenska kraftnät ska bedömas på nytt
- > åtminstone vart femte år,
- > om de tekniska kraven, uthållighetskraven eller utrustningen har ändrats

Utöver det ska enheter eller grupper som tillhandahåller FCR dessutom bedömas på nytt:

- > om den utrustning som rör aktivering av FCR moderniseras



Del II

- > Ändring
- > Tidsplan Balansansvarsavtalet

Ej remissad ändring

I Bilaga 2 (2.1), Bilaga 4 (4.1), och Bilaga 5 (5.1) står det att

Vid omvandling mellan valutor för beräkning, återrapportering, etc. används Nord Pools valutakurs. För dagar där slutgiltig valutakurs inte fastställs samma dygn, används den preliminära valutakursen. För övriga dagar används slutgiltig valutakurs.

I Bilaga 3 (3.1) står det att:

Vid omvandling mellan valutor för beräkning, återrapportering, etc. används Nord Pools valutakurs. Vid omvandling mellan valutor för beräkning vid D-2 och D-1 handel används valutakurs för upphandlingsdygnet. För dagar där slutgiltig valutakurs inte fastställs samma dygn, används den preliminära valutakursen. För övriga dagar används slutgiltig valutakurs.

Ej remissad ändring

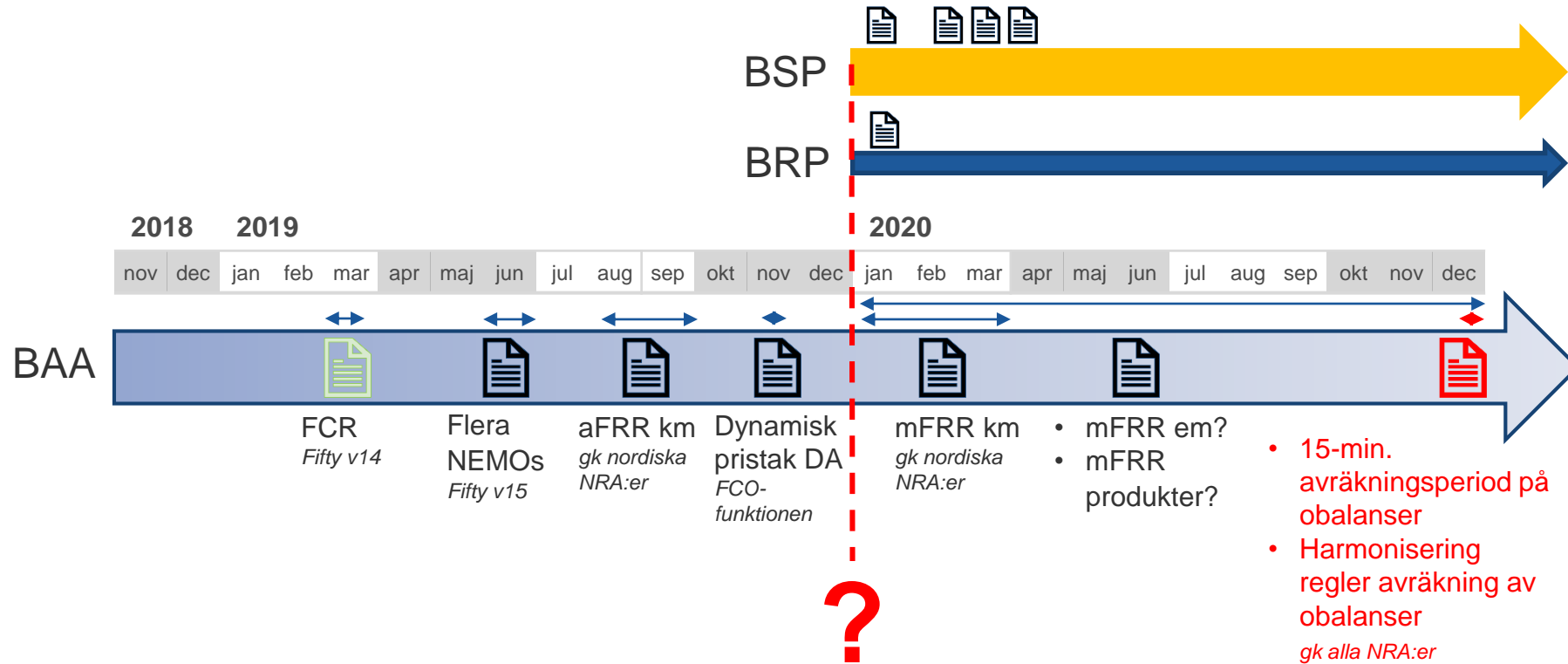
I Bilaga 2 (2.1), Bilaga 4 (4.1), och Bilaga 5 (5.1) står det att

Vid omvandling mellan valutor för beräkning, återrapportering, etc. återfinns gällande ~~Nord-Pøols~~ valutakurs på Svenska kraftnäts hemsida www.svk.se. För dagar där slutgiltig valutakurs inte fastställs samma dygn, används den preliminära valutakursen. För övriga dagar används slutgiltig valutakurs.

I Bilaga 3 (3.1) står det att:

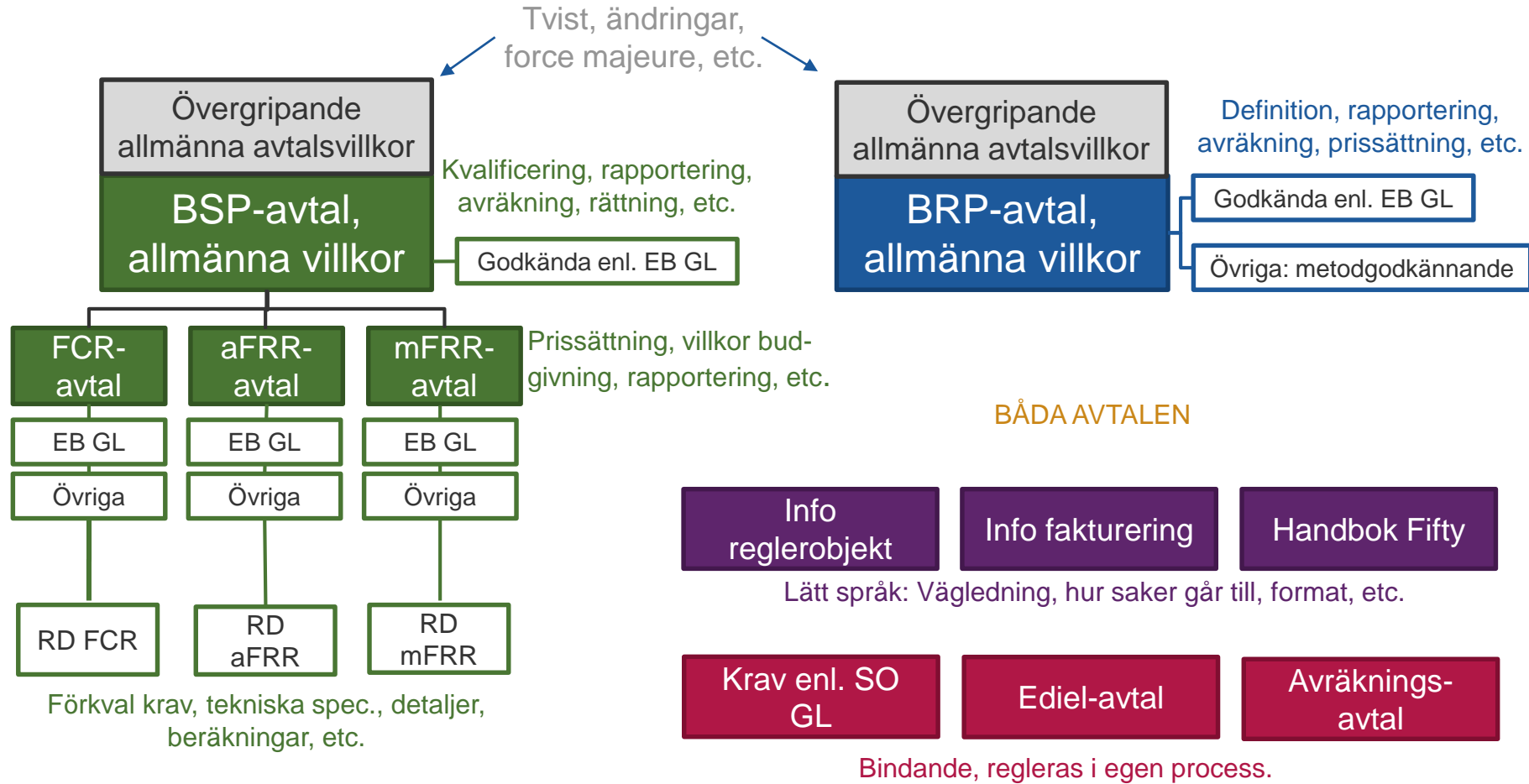
Vid omvandling mellan valutor för beräkning, återrapportering, etc. återfinns gällande ~~Nord-Pøols~~ valutakurs på Svenska kraftnäts hemsida www.svk.se. Vid omvandling mellan valutor för beräkning vid D-2 och D-1 handel används valutakurs för upphandlingsdygnet. För dagar där slutgiltig valutakurs inte fastställs samma dygn, används den preliminära valutakursen. För övriga dagar används slutgiltig valutakurs.

Kända uppdateringar - balansansvarsavtal



BAA-Balansansvarsavtal (idag)

Förslag på avtalsstruktur - innehåll



Kostnad för reservering av kapacitet för automatiska reserver 2018

Elmarknadsråd 13 nov, 2018

Jakob Helbrink, konsult Balansmarknader



Agenda

- > Bakgrund
- > Kostnadsutfall
- > Marknadsutveckling
- > Frågor?

Agenda

- > **Bakgrund**

- > Kostnadsutfall

- > Marknadsutveckling

- > Frågor?

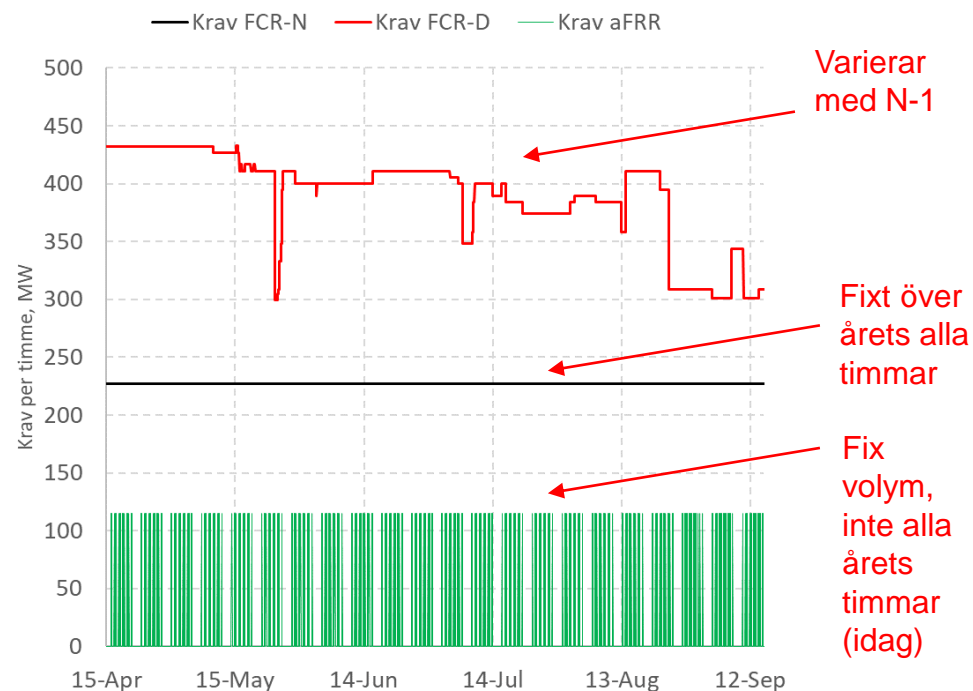
De tre automatiska pusselbitarna för balansering

Automatiska systemtjänster 101

- **FCR-N** (Frequency Containment Reserve – Normal)
 - 227 MW i SE, 600 MW i Norden
 - 24/7 konstant krav baserat på föreg års energi
- **FCR-D** (Frequency Containment Reserve – Disturbance)
 - Dimensioneras av N-1, Sverige vanligtvis ca 430 MW (O3)
 - Varierande krav beroende på vad som är dimensionerande fel
- **aFRR** (Automatic Frequency Restoration Reserve)
 - 115 MW i Sverige, 300 MW i Norden
 - Ca 40h/vecka handlas upp idag baserat på föreg års energi. Skall ökas till 168h/v under kommande år.

Tillgodoses mestadels av vattenkraft

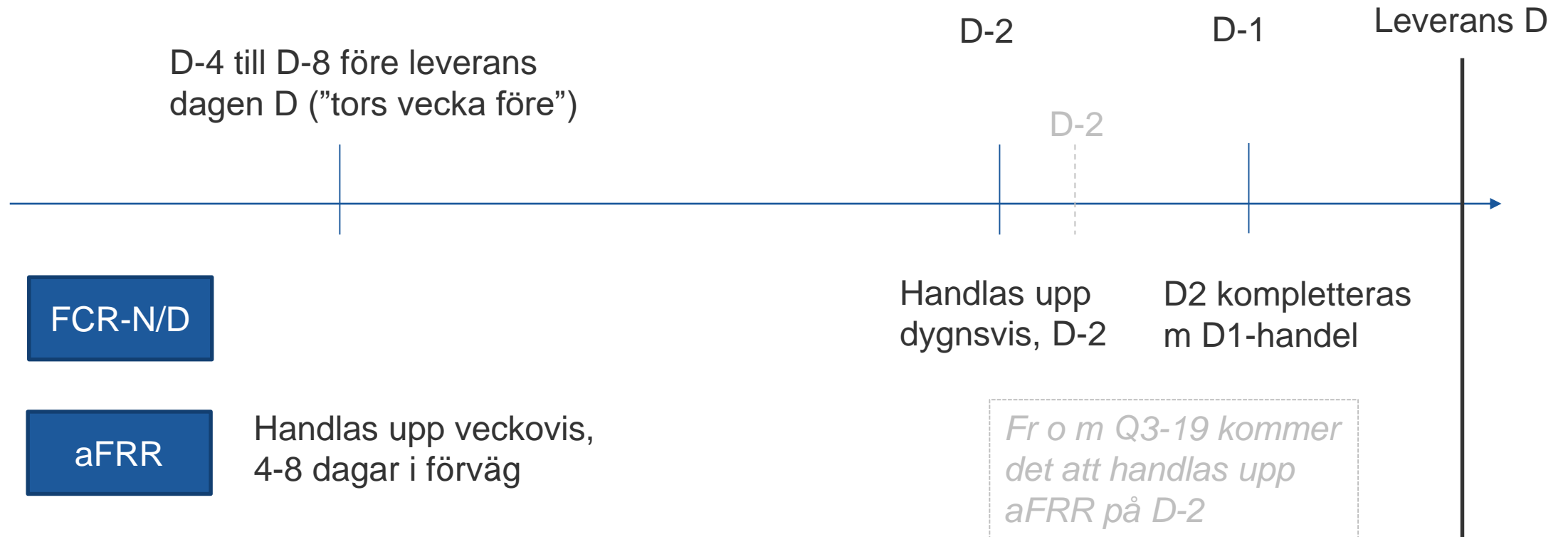
Krav FCR-N/D & aFRR, delar av -18



Obs! Ej skalenlig!

Upphandlingsprocess

Automatiska systemtjänster 101



Agenda

> Bakgrund

> **Kostnadsutfall**

> Marknadsutveckling

> Frågor?

Historiska kostnader

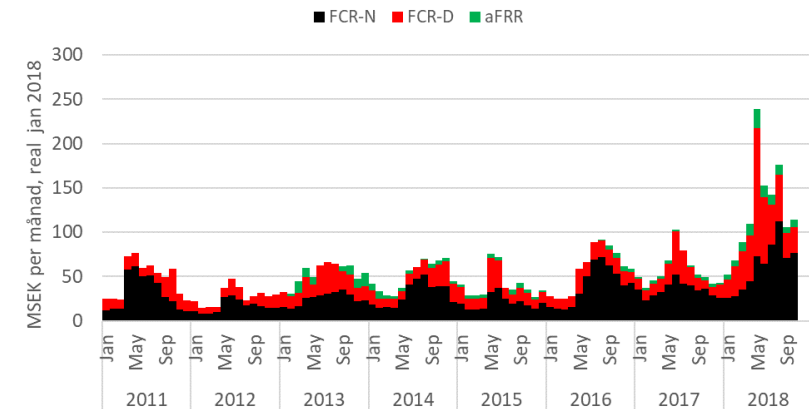
- Kostnaden för reserver varierar över säsongen, samt över år. Hydrologi och "spotpris" är den enskilt största parametern att ta hänsyn till
- Kostnaden för FCR-N/D överstiger aFRR, primärt p g a förre antal timmar upphandling
 - Detta kommer stegvis att förändras under kommande två år när antal timmar med aFRR ökar från dagens ca 40 h/v → 168h/v (ca 4.2x ökning)

Prisbildningen är komplex men generellt så;

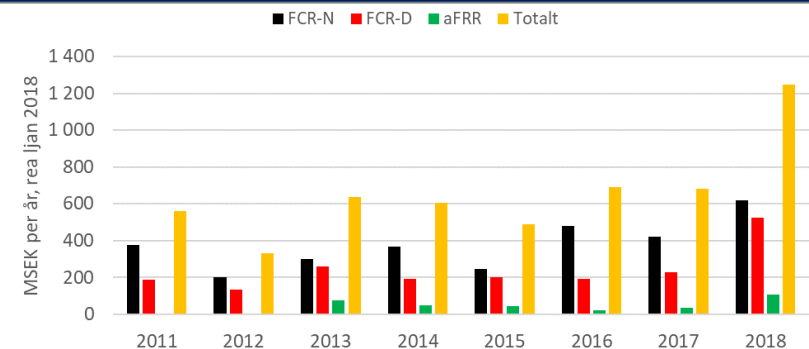
- FCR-N är generellt dyrt under timmar med låga spotpriser, exvis under sommarnätter
- FCR-D är generellt dyrt under tillfällena med hydrologisk ansträngning, exvis under vårflod
- Kostnaden för automatiska systemtjänster har ökat.

Alla kostnader är justerade för KPI och är uttryckta i reala januari 2018-termer

Kostnadsutfall 2011 - okt 18



Kostnadsutfall 2011 - okt 18

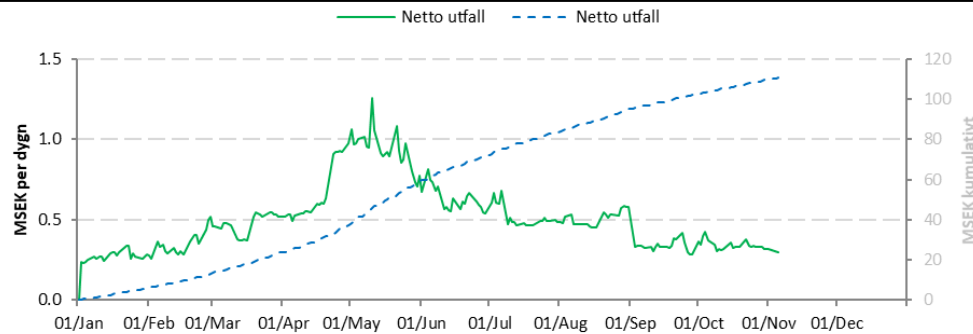


Kostnadsutfall per produkt för innevarande år

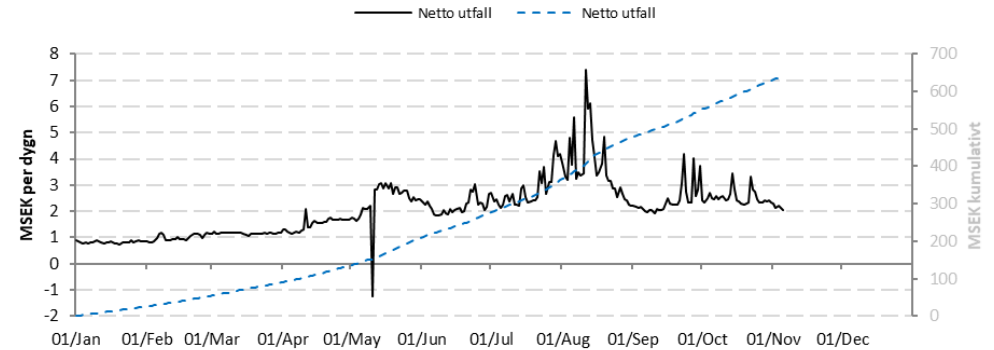
Tuffa tuffa år 2018...

- Kallt inledningsvis
- Bränsle, utsläppsrätter sky-rocket, SEK/EUR
- Simultan vårflood över hela landet i varma maj
- Hydrologiskt underskott i vattenkraftmagasin

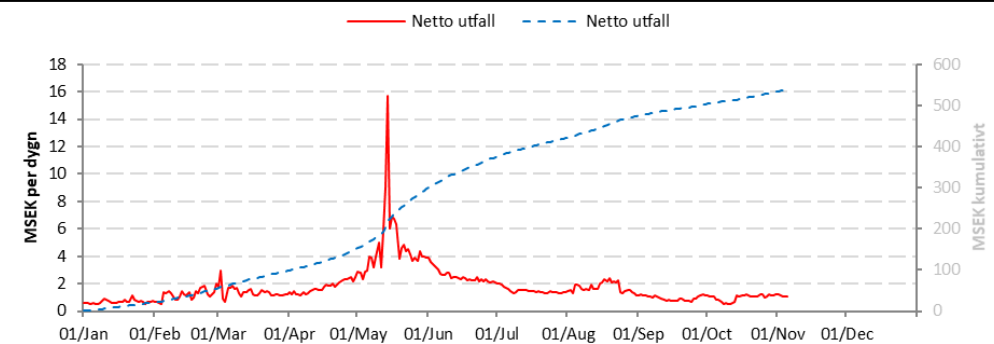
aFRR



FCR-N



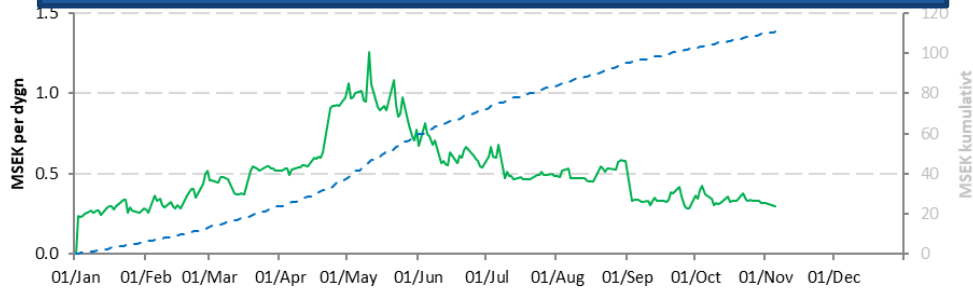
FCR-D



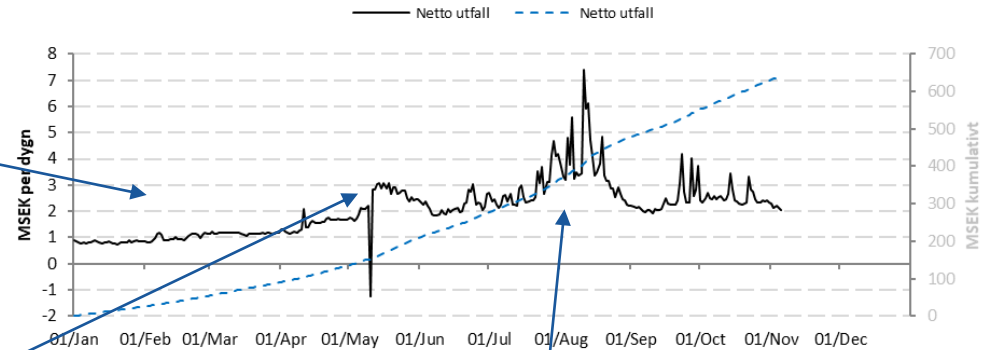
Kostnadsutfall – FCR-N

1. Kallt under Q1, relativt hög spot (jmf hist), tungt system, "OK" med vatten. Förhållandevis låga priser för FCR-N

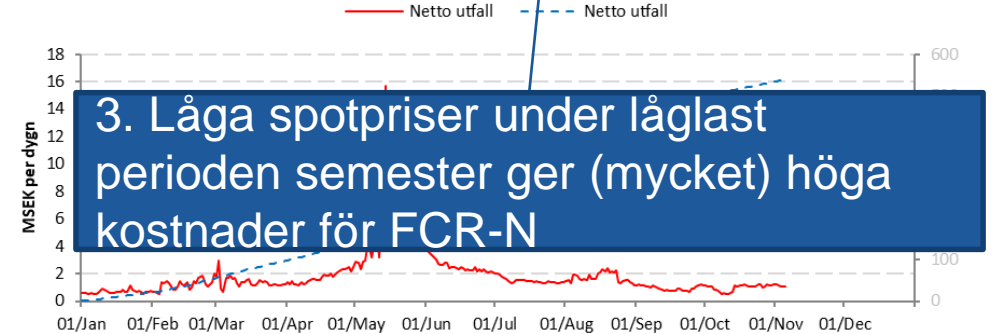
2. Vårfloden slår till (rejält...), priset på FCR-N sticker mer än "vanligvis"



FCR-N



FCR-D



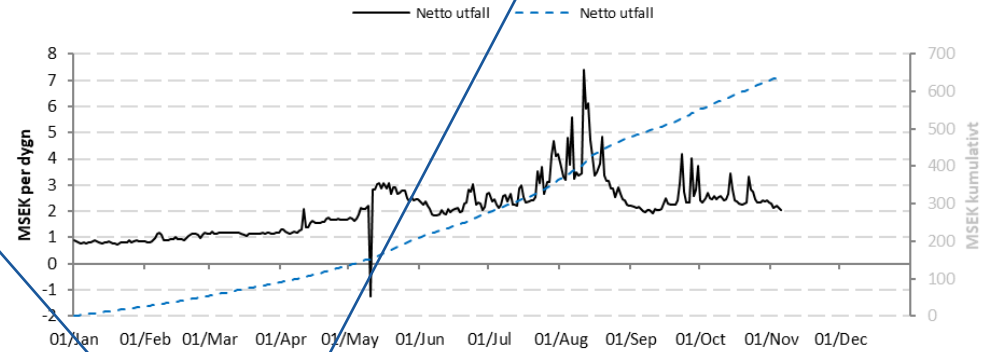
3. Låga spotpriser under låglast perioden semester ger (mycket) höga kostnader för FCR-N

Kostnadsutfall – FCR-D

1. Kallt under Q1, relativt hög spot (jmf hist), tungt system, "OK" med vatten. Förhållandevis låga priser för FCR-D

2. Vårfloden slår till (rejält...), priset på FCR-D sticker mer "som vanligt" till följd av att alternativet för vattenkraftproducenter är att spilla

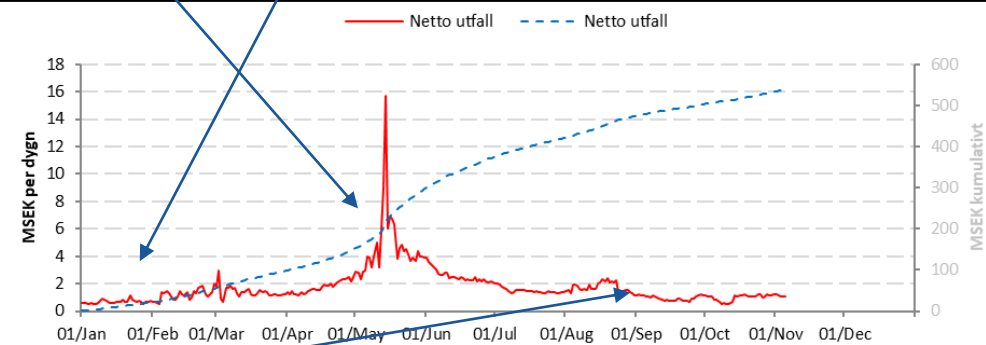
FCR-N



aFRR



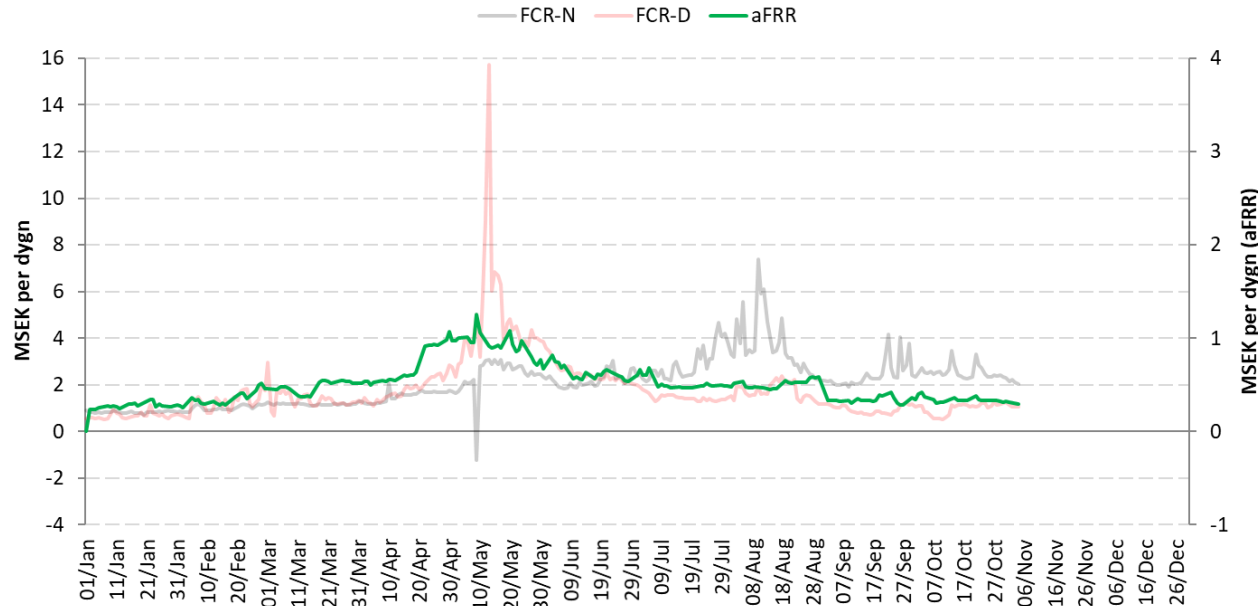
FCR-D



3. Trots att FCR-N är relativt kostsamt så har kostnaden för FCR-D varit relativt modest.

Kostnadsutfall - aFRR

FCR-N, FCR-D, aFRR



$$aFRR \approx FCR-D$$

1. Kallt under Q1, relativt hög spot (jmf hist), tungt system, "OK" med vatten. Förhållandevis låga priser för FCR-D aFRR

2. Vårfloden slår till (rejält...), priset på FCR-D aFRR sticker mer "som vanligt" till följd av att alternativet för vattenkraftproducenter är att spilla

3. Trots att FCR-N är relativt kostsamt så har kostnaden för FCR-D aFRR varit relativt modest.

Agenda

> Bakgrund

> Kostnadsutfall

> **Marknadsutveckling**

> Frågor?

Marknadsutveckling

- Idag mestadels vattenkraft som tillgodoser kraven vilket gör det känsligt för hydrologisk variation
 - Arbete pågår med att möjliggöra nya teknologier; pilotprojekt, marknadsföring, BA-avtalet, etc. Förbereder för nya leverantörer av automatiska
- Marknadskoppling gentemot övriga nordiska länder
 - Exempelvis den nordiska aFRR-marknaden
- Energiaktiveringsmarknader såväl i norden som koppling gentemot kontinentala Europa
- Förordningar påverkar, framförallt FCR-D;
 - Aktiveras idag enbart vid <49.9 , med andra ord enbart "uppreglering". Juridiken (och systemet) kräver att även FCR-D "ned" finns tillgänglig för balanshållningen och därmed handlas upp (ca 2020)
- FFR (Fast Frequency Response) är en produkt som kommer, en snabbare produkt
- ... och givetvis NBM, Nordic Balancing Model

Agenda

- > Bakgrund
- > Kostnadsutfall
- > Marknadsutveckling
- > **Frågor?**

Strategiskt systemansvar

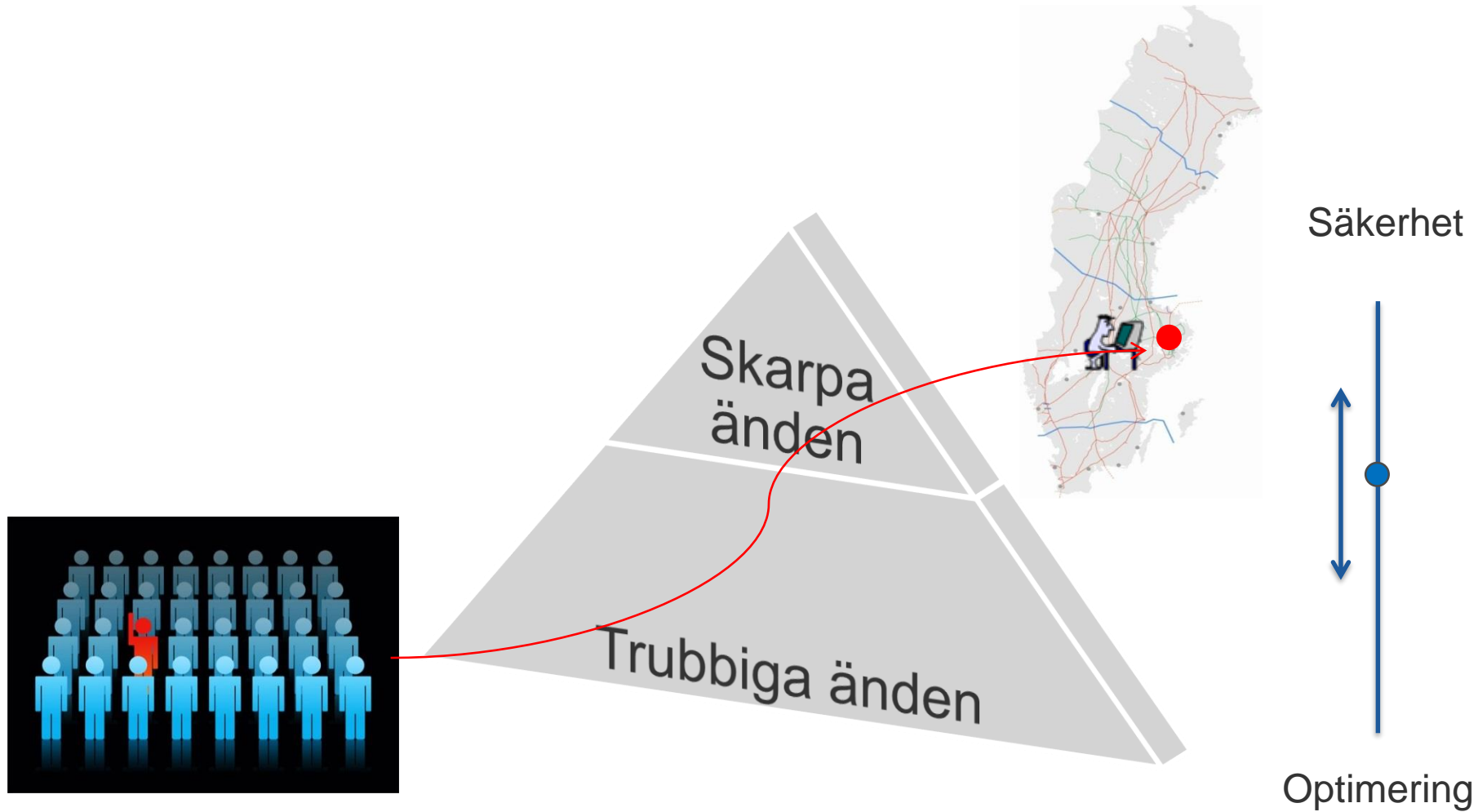


**SVENSKA
KRAFTNÄT**

Strategiskt systemansvar

Per Wikström/Maja Lundbäck

Leveranssäkerhet – hela vägen



Rollen som systemoperatör – i ett nötskal

6. Anpassa – reglerområdet -tekniska ramen

1. Balansera produktion och förbrukning

- Vid normal drift
- Vid störda förhållanden

2. Upprätthålla spänningen i systemet

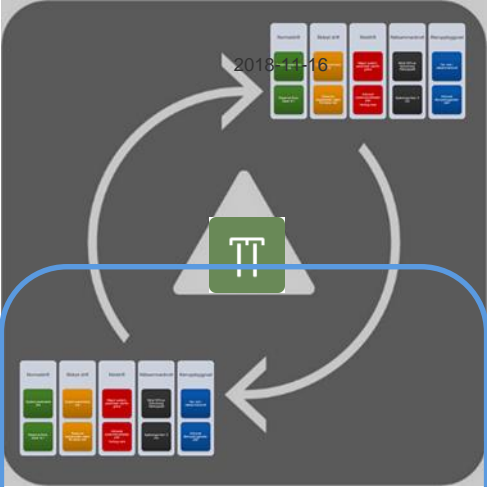
- Vid normal drift
- Vid störda förhållanden

3. Styra effekt och energiflöden för undvika överlast på ledningar och komponenter

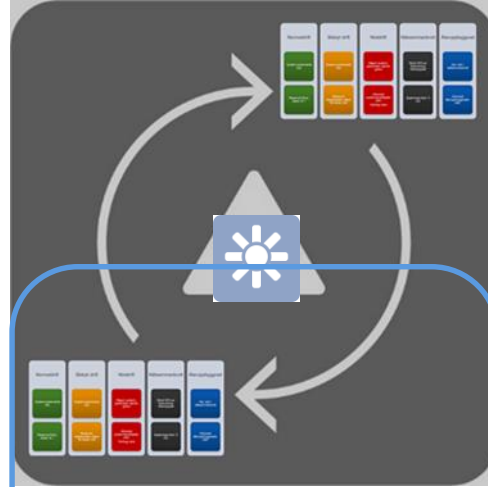
4. Stabilisera systemet avseende maskinpendlingar



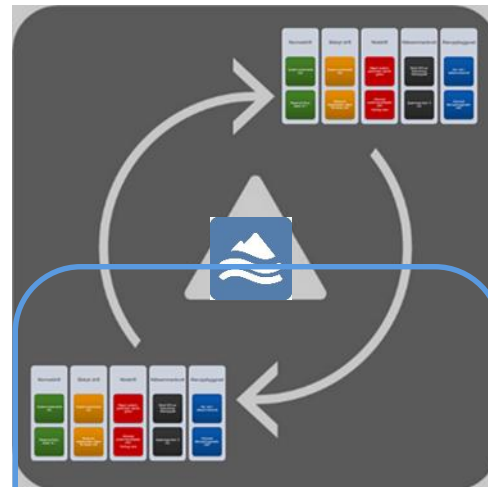
5. Starta om systemet - när man misslyckats med ovanstående.



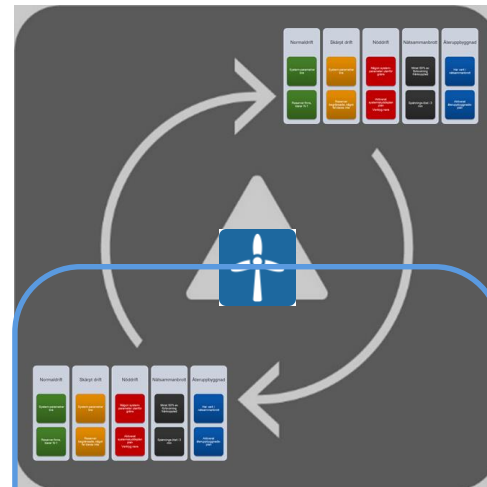
Samverkan
trubbiga änden



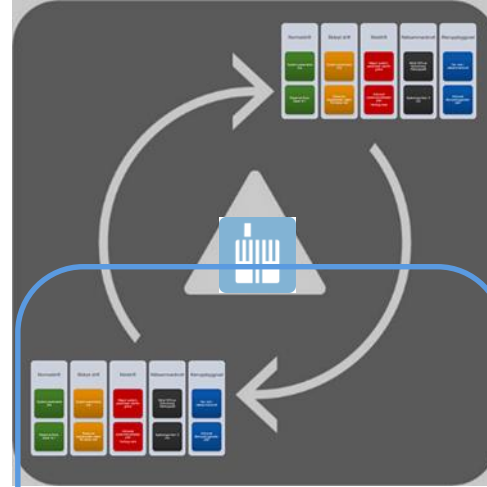
Samverkan
trubbiga änden



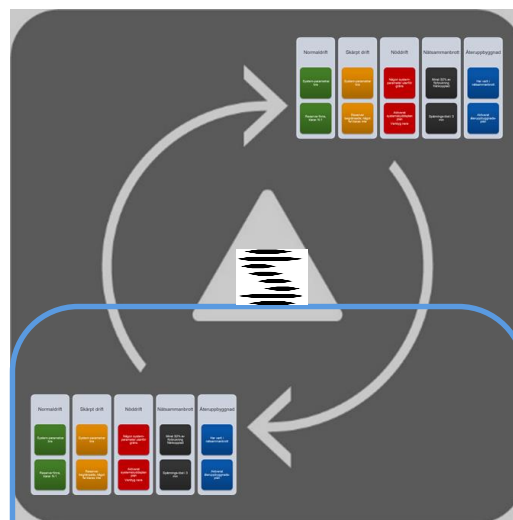
Samverkan
trubbiga änden



Samverkan
trubbiga änden



Samverkan
trubbiga änden



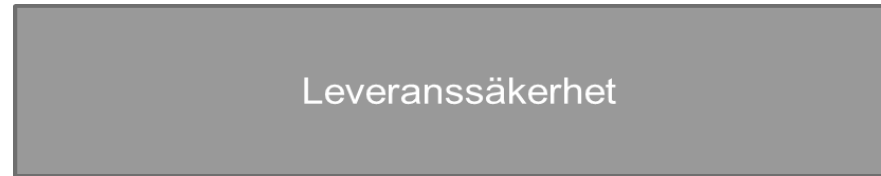
Samverkan
trubbiga änden

”Riskbaserad samverkan” Vad är det ? Varför behöver vi det?

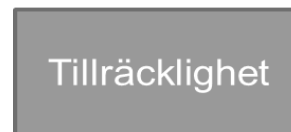
Systemansvar och driftsäkerhet

- > Systemansvar: Kraftsystemet ska samverka driftsäkert

- > ... och vad betyder det?



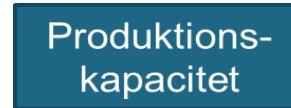
- > Tekniskt kompatibelt:



- > Frekvens



- > Spänning



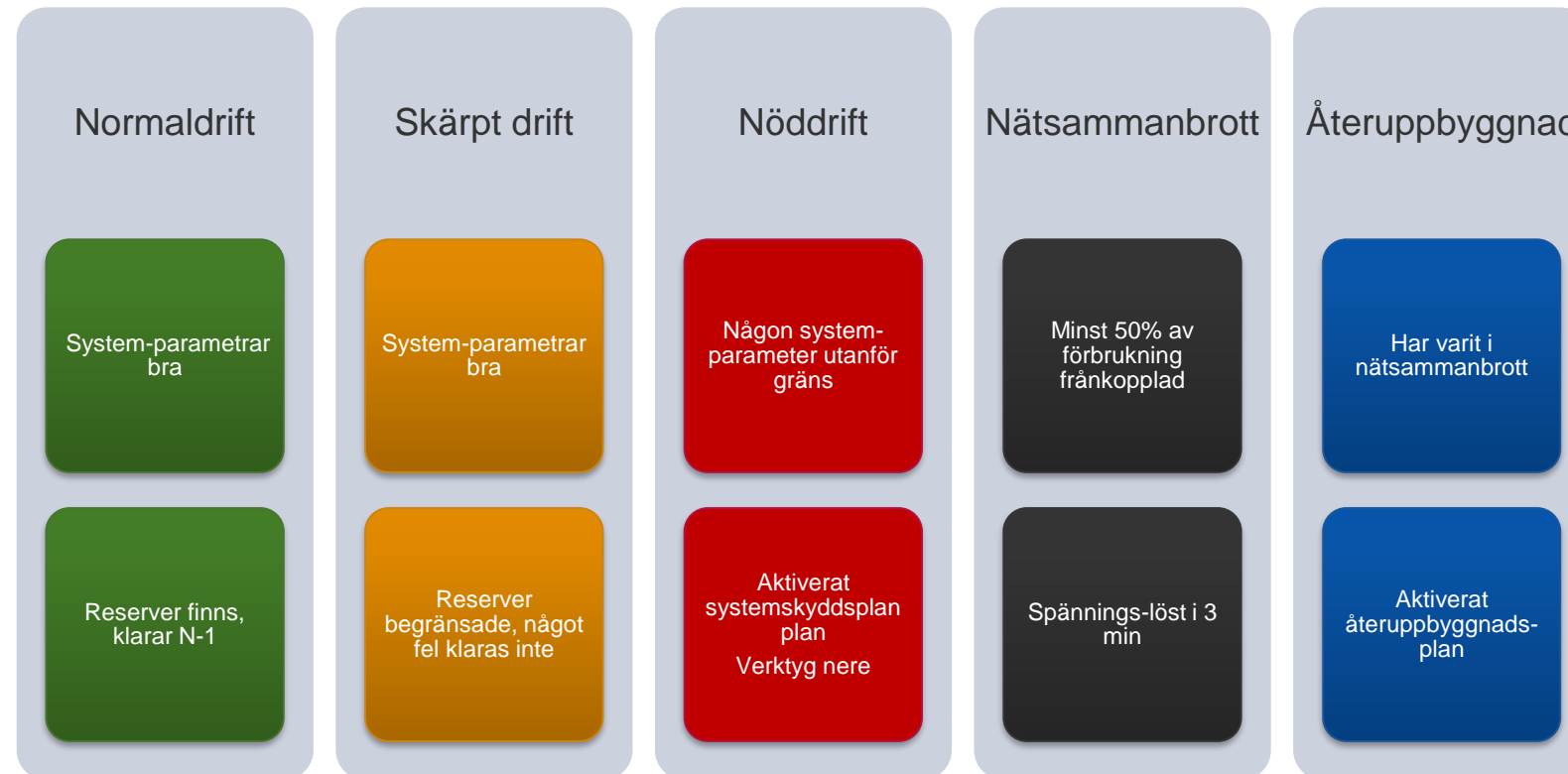
- > Rotorvinkel

- > Ett tillräckligt driftsäkert kraftsystem!

- > ... vad är "tillräckligt säkert"?

System states - systemdrifttillstånd_(A18 i SO-GL)

- Riskkoncept för ett tillräckligt driftsäkert kraftsystem



Tack för er uppmärksamhet!

Frågor?

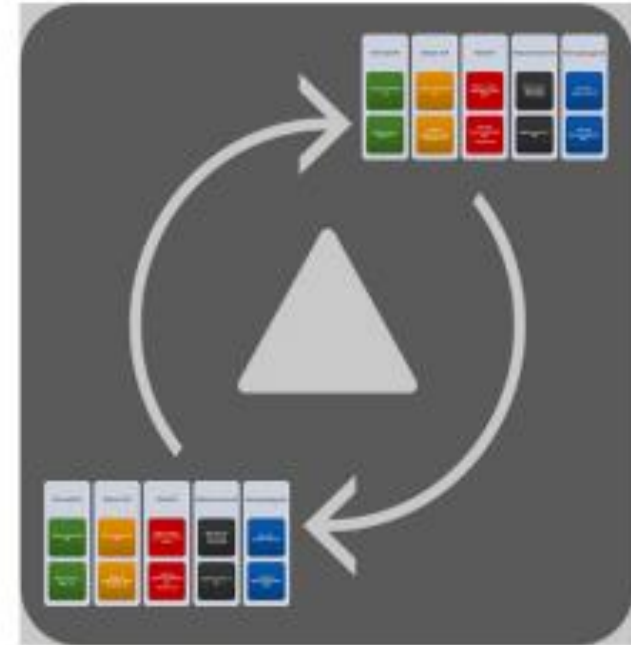
Per.Wikstrom@svk.se
Maja.Lundback@svk.se

6. Anpassa – reglerområdet-tekniska ramen

1. Balansera produktion och förbrukning
 - Vid normal drift
 - Vid störda förhållanden
2. Upprätthålla spänningen i systemet
 - Vid normal drift
 - Vid störda förhållanden
3. Styra effekt och energiflöden för undvika överlast på ledningar och komponenter

4. Stabilisera systemet avseende maskinpendlingar

5. Starta om systemet - när man misslyckats med ovanstående.



CA
IÄT