Elmarknadsråd

2016-09-20

Svenska kraftnät, Sundbyberg

Dagordning

1. Dagordningen fastställs
2. Föregående mötesanteckningar
3. Förbrukningsflexibilitet
   - > Efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet *Karin Alvehag, Ei*
   - > Pågående initiativ inom Svk *Linda Thell*
4. Effektreserven *Linda Thell, Zarah Andersson*
   - > Upphandling 2016/2017
   - > Den nya lagen
5. Lägesrapporter och information från Svk
   - > Hubb *Erik Forsén*
   - > NBS *Robert Thelander*
   - > Balansansvarsavgift *Jenny Lagerquist*
   - > Stamnätstariff *Rebecca Nilsson*

SVENSKA KRAFTNÄT

Dagordning fortsättning

6. Nätkodsarbete fokus CACM	*Mårten Bergman*
LUNCH ca 12.30	
7. Nordic Challenge Report	*Fredrik Wik*
8. Balanshållning idag och i framtiden	*Pär Lydén*
9. Övriga frågor	
> Kommande möten	

SVENSKA KRAFTNÄT

Förbrukningsflexibilitet

Regeringsuppdraget – Efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet

Karin Alvehag,
projektledare

karin.alvehag@ei.se

© Johnér Bildbyrå AB / Jeppe Wikström

Energimarknadsinspektionen
Swedish Energy Markets Inspectorate

Uppdragets mål

1. Vi ska föreslå åtgärder för att underlätta och påskynda utvecklingen mot en större samhällsekonomisk effektivitet på elmarknaden genom ökad efterfrågeflexibilitet

   => Avrapporteras senast 3 januari 2017 till regeringen

2. Vi ska utreda om vi ska ha kvar de förenklade avräkningsbestämmelserna eller om även uttagskunder som aktivt valt timmätning ska ha daglig avräkning

   => Avrapporterat till regeringen den 23 februari 2016

   Delrapport Ei 2016:03: ”Slopad schablonavräkning för timmätta kunder?”

Samlat in synpunkter brett!

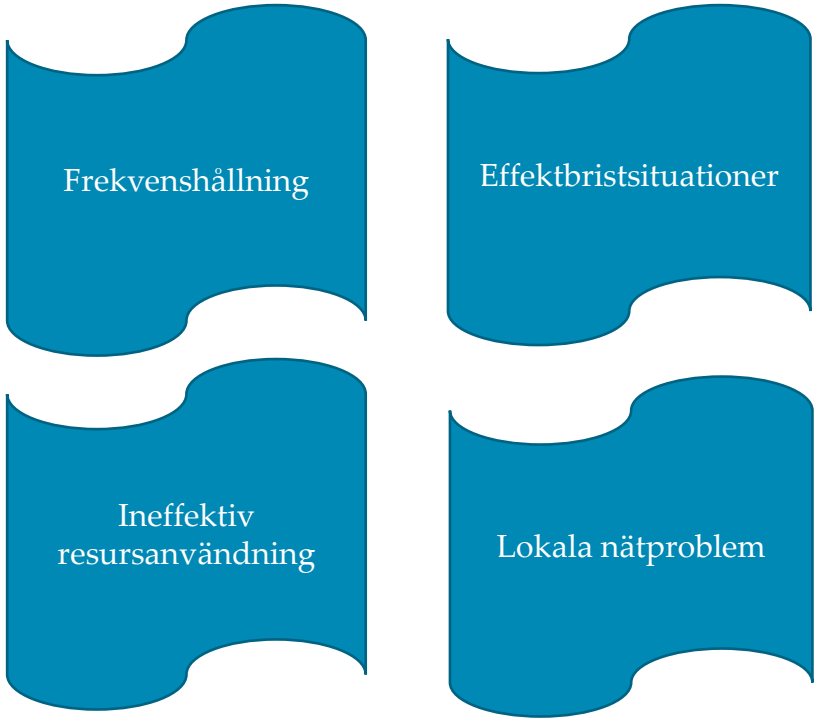
1. Seminarium med inspel gällande åtgärdsförslag för att stimulera efterfrågeflexibilitet från olika aktörer. Möjlighet att lämna in åtgärdsförslag för att stimulera efterfrågeflexibilitet via vår projektsida (19 oktober, 2015)
2. Hearing rörande avräkningsbestämmelserna och möjlighet att lämna in synpunkter via vår projektsida (20 oktober, 2015)
3. Seminarium om efterfrågeflexibilitet för olika kundgrupper (22 mars, 2016)
4. Hearing rörande vårt urval av åtgärder som vi vill analysera vidare och möjlighet att lämna in synpunkter på vår projektsida (4 april, 2016)

Vad är efterfrågeflexibilitet?

- Efterfrågeflexibilitet är en frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av något typ av incitament

Varför behövs efterfrågeflexibilitet?

- På en framtida elmarknad med en hög andel förnybar och variabel elproduktion kommer det att bli allt viktigare att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser: flexibel elproduktion, lagring och efterfrågeflexibilitet.



Värdet för kunden av efterfrågeflexibilitet

- Dagen-före-marknaden
- Balansmarknaden
- Intradag
- Effektreserven
- Systemtjänst

Elkunders möjlighet till flexibel elanvändning

- Examensarbete inom ramen för uppdraget av Amanda Sten och Katja Åström ”Möjligheter och hinder för en ökad flexibilitet i elkonsumenters elanvändning ” som tar avstamp i Umeå universitets kundundersökning om hushållskunders inställning till efterfrågeflexibilitet
- Kundundersökning genomförd av Sweco inom uppdraget för kundgrupperna elintensiv industri, övrig industri, fastigheter och serviceverksamhet:
  - Genomförd enkät- och intervjustudie dec 2015 till februari 2016
  - Cirka 3000 enkäter skickades ut (300 enkätsvar) och 34 djupintervjuer genomfördes
  - Enkätsvar och intervjuer ger en samstämmig bild - Lågt intresse och stort informationsunderskott

Vad är potentialen för efterfrågeflexibilitet?

- **Hushållskunder: 1000 – 3100 MW styrning av elvärme vid utomhustemperaturer mellan +5 grader till –15 grader (Sten & Åström, 2016)**
- **Industrin: 2000 MW främst inom skogsindustrin (NEPP, 2016)**
- **Fastigheter & Serviceverksamhet: Cirka 270 MW (ventilation, reservaggregat)**
- **Framtida förändring i potential: elbilar, energilager och datacenter**

Källor:
Sten & Åström, ” Möjligheter och hinder för en ökad flexibilitet i elkonsumenters elanvändning”, aug 2016
NEPP, ”Reglering av kraftsystemet - med ett stort inslag av variabel produktion”, mars 2016

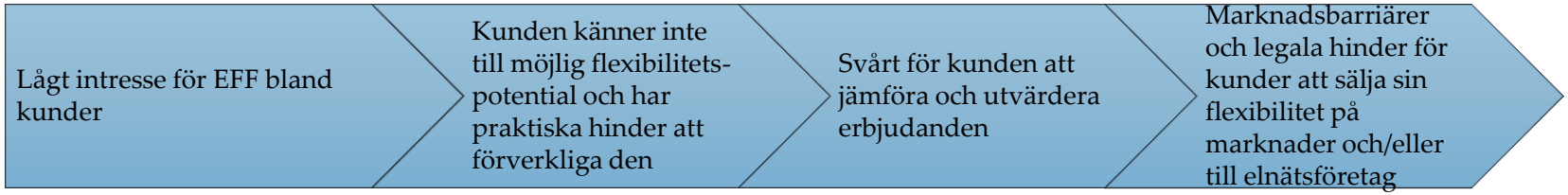
Handlingsplan för ökad efterfrågeflexibilitet

1 Skapa engagerade kunder genom kundanpassad information och effektiv återkoppling

2 Kartlägga flexibilitetspotentialen och undanröja praktiska hinder för kunderna

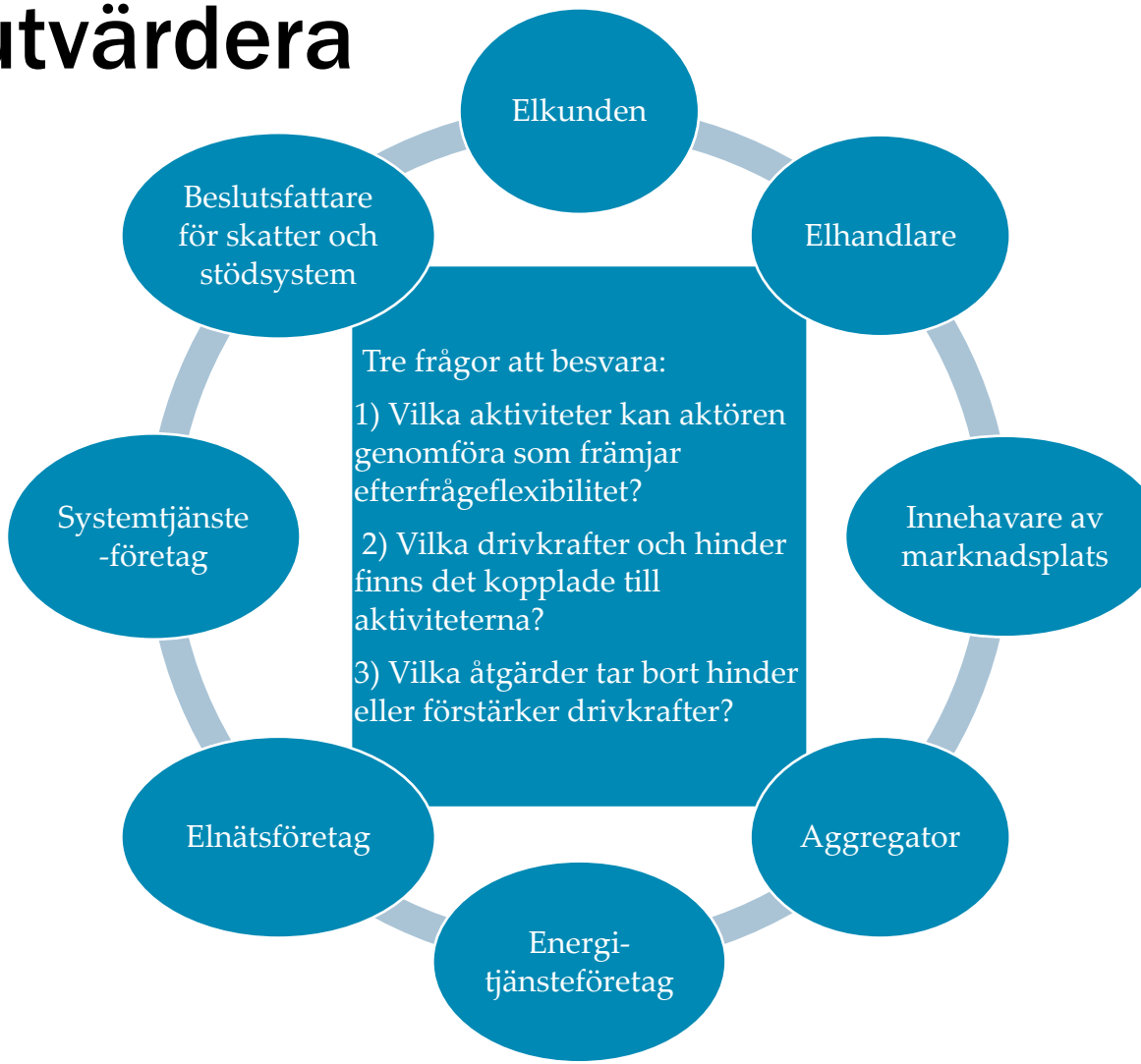
3 Information till kund om vilka valmöjligheter det finns att erbjuda sin EFF-potential där kunden enkelt kan förstå och jämföra erbjudanden

4 Kunden ska kunna och vilja erbjuda sin potential till marknader och till elnätsföretag

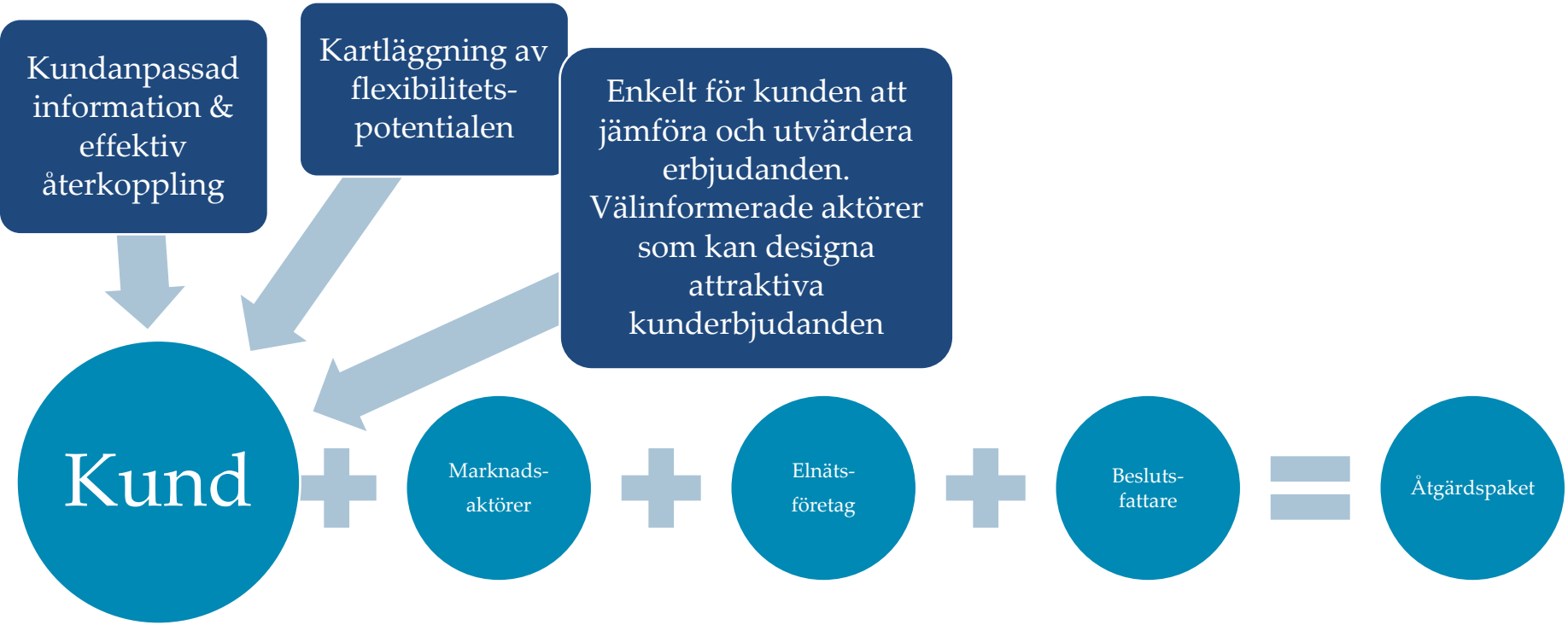


Identifiera och utvärdera åtgärder

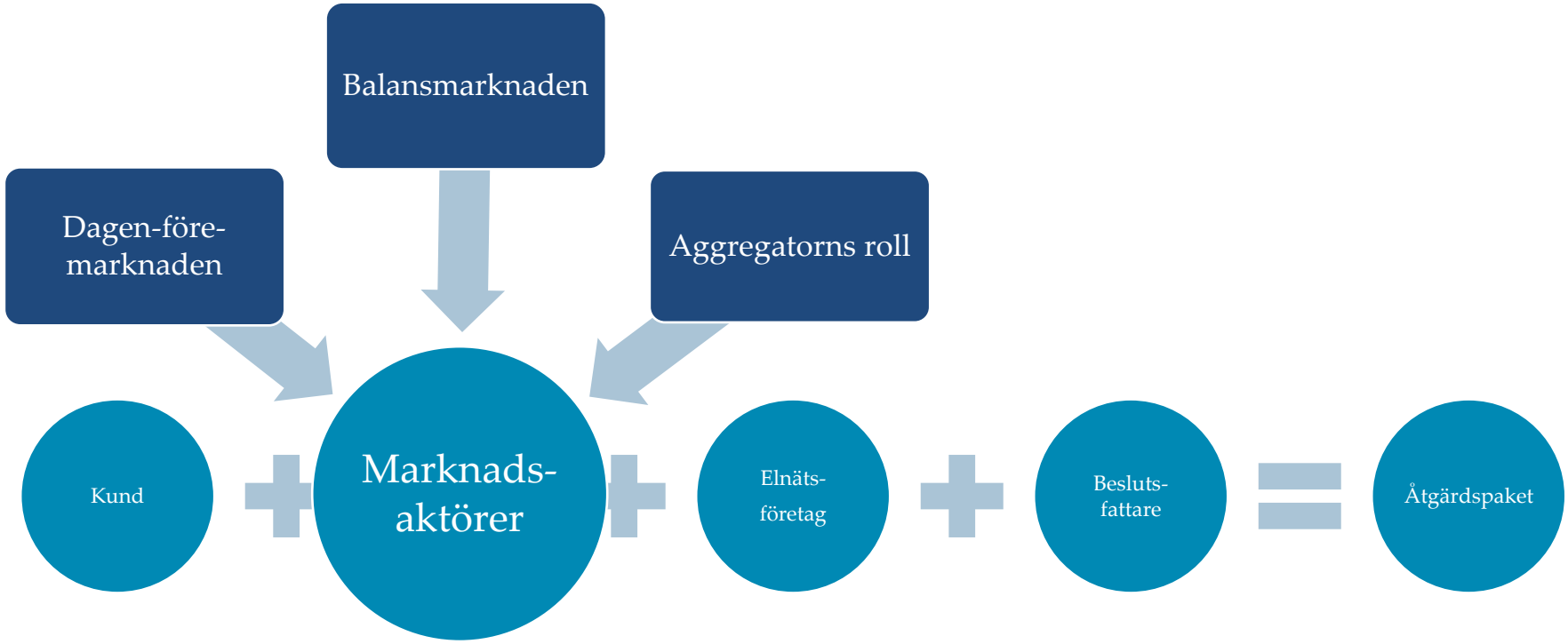
- Aktörsperspektiv för att identifiera åtgärder (bottom-up)
- Systemperspektiv för att utvärdera åtgärder utifrån de fyra typproblemen: frekvenshållning, effektbristsituation, ineffektiv resursanvändning, och lokala nätproblem (top-down)



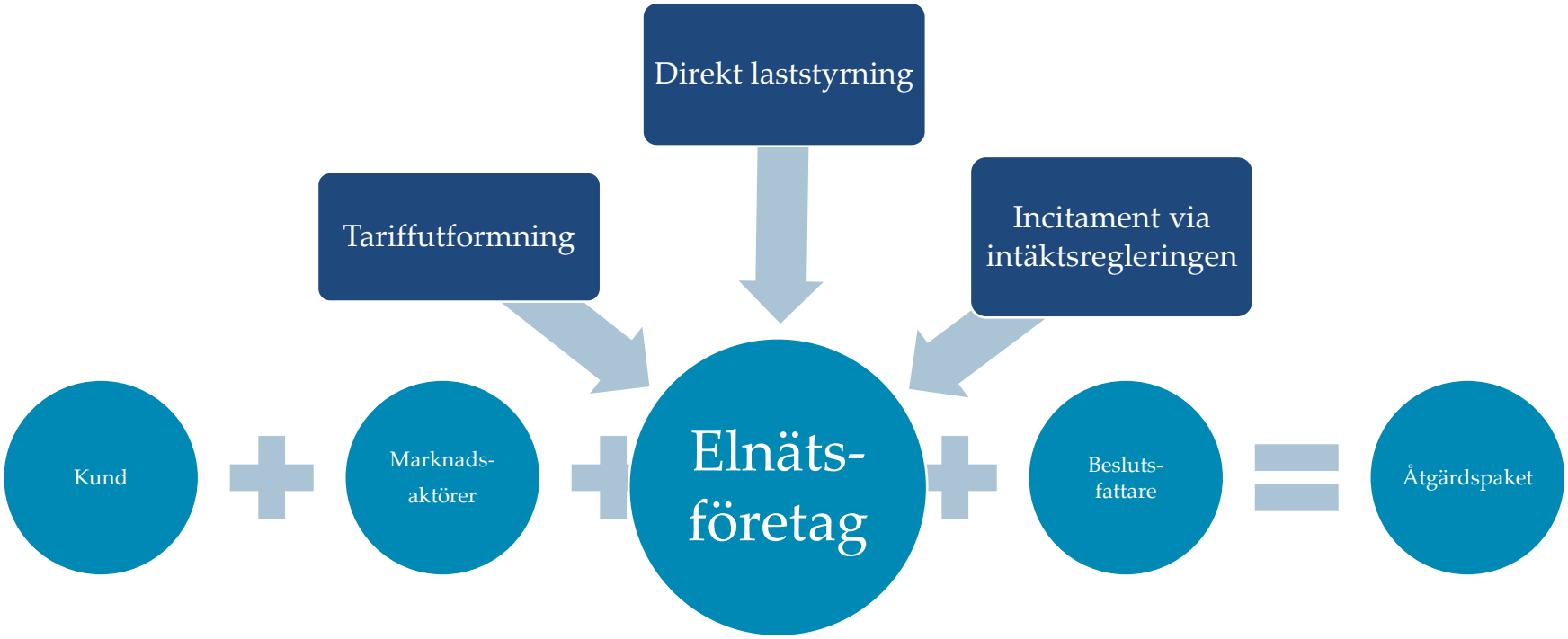
Vi identiferar åtgärder inom fyra områden



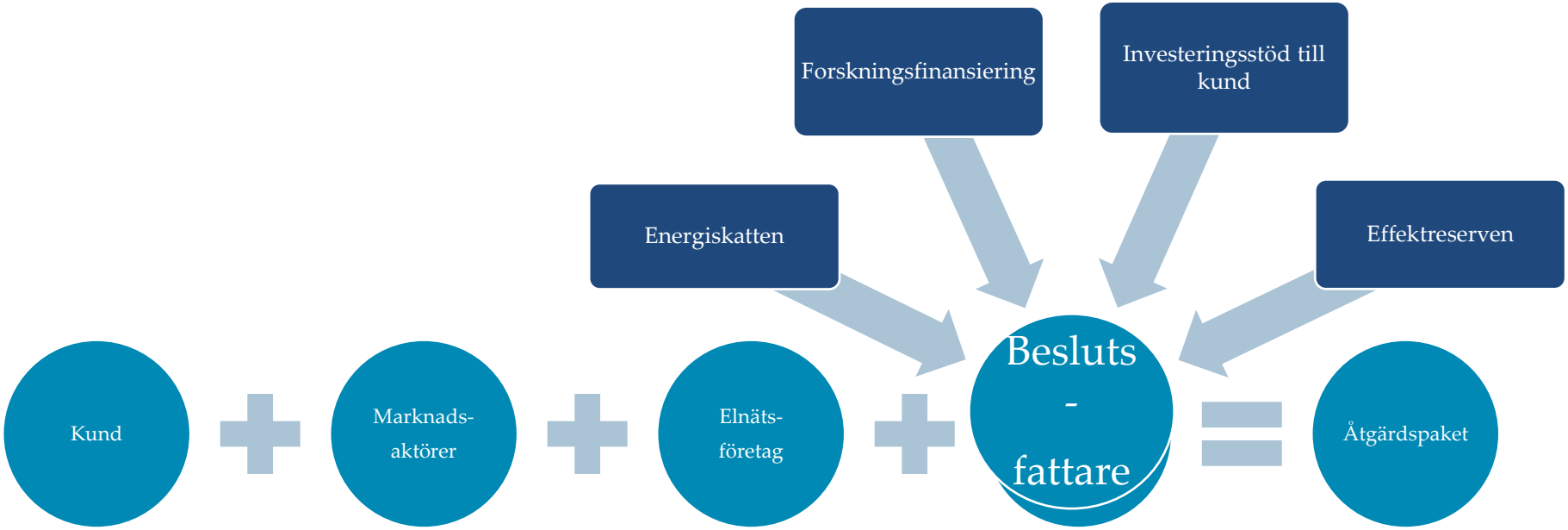
Vi identiferar åtgärder inom fyra områden



Vi identiferar åtgärder inom fyra områden



Vi identiferar åtgärder inom fyra områden



Vill du veta mer?

www.ei.se/efterfragefleXibilitet

Energimarknadsinspektionen
Swedish Energy Markets Inspectorate

Förbrukningsflexibilitet

Pågående initiativ inom Svenska kraftnät

Elmarknadsrådet
20 september 2016

Linda Thell
Marknads- och systemutveckling

Förbrukningsflexibilitet på Svenska kraftnät

> Förbrukningsflexibilitet är ett prioriterat område inom Svenska kraftnäts FoU-arbete

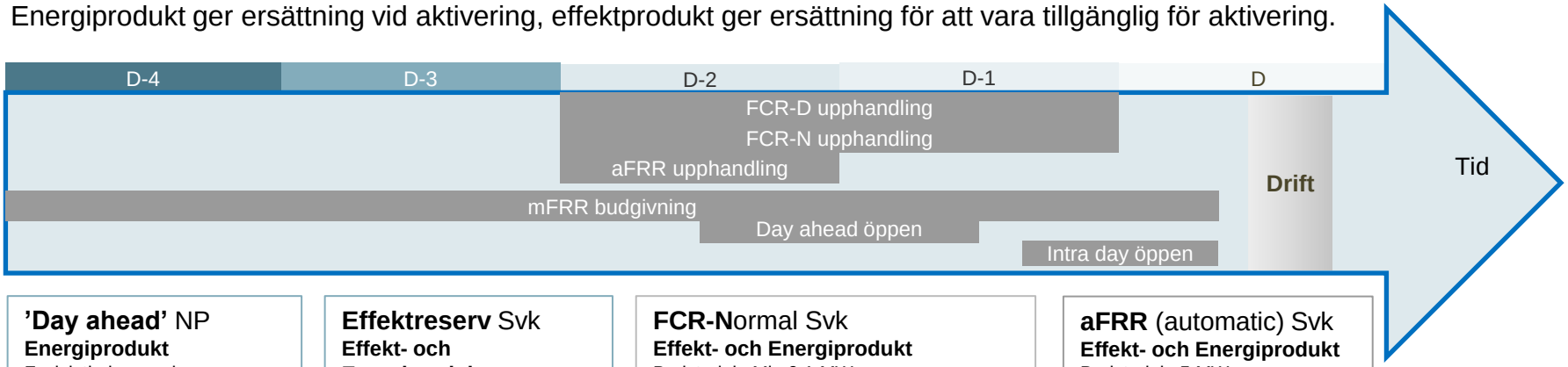
> Ökat intresse för förbrukningsflexibilitet i balansregleringen

> Information på hemsidan http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/forbrukning-som-reservkraft/

SVENSKA KRAFTNÄT

Marknader för förbrukningsflexibilitet – var passar just din flexibilitet bäst?

Energiprodukt ger ersättning vid aktivering, effektprodukt ger ersättning för att vara tillgänglig för aktivering.



’Day ahead’ NP
Energiprodukt
Fysisk timbaserad grossistmarknad.

’Intra day’ NP
Energiprodukt
Elbörsbaserad bilateral timhandel som primärt används under leveransdygnet för att justera position i syfte att minimera obalanser.

mFRR (manual) Svk
Reglerkraftmarknad
Energiprodukt
Budstorlek: Min 10 MW (5 MW i SE4)
Typ: Tertiär frekvensreglering
Aktiveringstid: 15 min*

Övrigt:
Realtidsmätning ett krav**
Timprodukt, skall kunna vara aktiverad minst en timme.
Energibud lämnas tidigast 14 dygn innan leveranstimmen, justering senast 45 min innan.
Buden skall innehålla pris, volym, reglerriktning, aktiveringstid och reglerobjekt.

Effektreserv Svk
Effekt- och Energiprodukt
Budstorlek: Min 5 MW
Typ: Tertiär frekvensreglering
Aktiveringstid: 15 min*
Volymkrav: Enligt lag

Övrigt:
Realtidsmätning krävs delvis.
Endast uppregleringsbud.
Uthållighetskrav 2 timmar.
Ska finnas tillgänglig dygnet runt 16 nov-15 mars. Bud lämnas enligt mFRR.

Störningsreserv Svk
Effekt- och Energiprodukt
Typ: Tertiär frekvensreglering
Aktiveringstid: 15 min
Volymkrav: ca 1450 MW

Övrigt:
Krav på mätning och uthållighet enligt överenskommelse.

FCR-Normal Svk
Effekt- och Energiprodukt
Budstorlek: Min 0,1 MW
Typ: Primär frekvensreglering, aktivereras vid frekvensavvikelse inom ± 0,1 Hz.
Aktiveringstid: 63% inom 60 s och 100 % inom 3 min.
Volymkrav för Sverige är ca 200 MW.

Övrigt:
Prekvalificering krävs, realtidsmätning ett krav, symmetrisk produkt (skall klara att reglera upp och ned).Timprodukt. Se dokumentet ”Regler för upphandling och rapportering av FCR” på Svk:s hemsida.

FCR-Disturbance Svk
Effektprodukt
Budstorlek: Min 0,1 MW
Typ: Primär frekvensreglering, aktivereras vid frekvens under 49,9 Hz och över 50,1 Hz. Aktiveringstid: 50 % inom 5 s och till 100 % inom 30 s.
Volymkrav för Sverige är ca 400 MW.

Övrigt:
Prekvalificering krävs, realtidsmätning ett krav, symmetrisk produkt. Timprodukt. Se dokumentet ”Regler för upphandling och rapportering av FCR” på Svk:s hemsida.

aFRR (automatic) Svk
Effekt- och Energiprodukt
Budstorlek: 5 MW
Typ: Sekundär frekvensreglering
Aktiveringstid: Full aktivering 120 s. Volym i Norden är 300 MW varav ca 100 MW i Sverige.

Övrigt:
Prekvalificering krävs, där IT-infrastruktur för aktivering och uppföljning är en förutsättning.
Timprodukt, skall kunna vara aktiverad en timme.
Asymmetrisk produkt, kan levereras för reglering åt enbart ett håll. Aktivering under topplasttimmar.

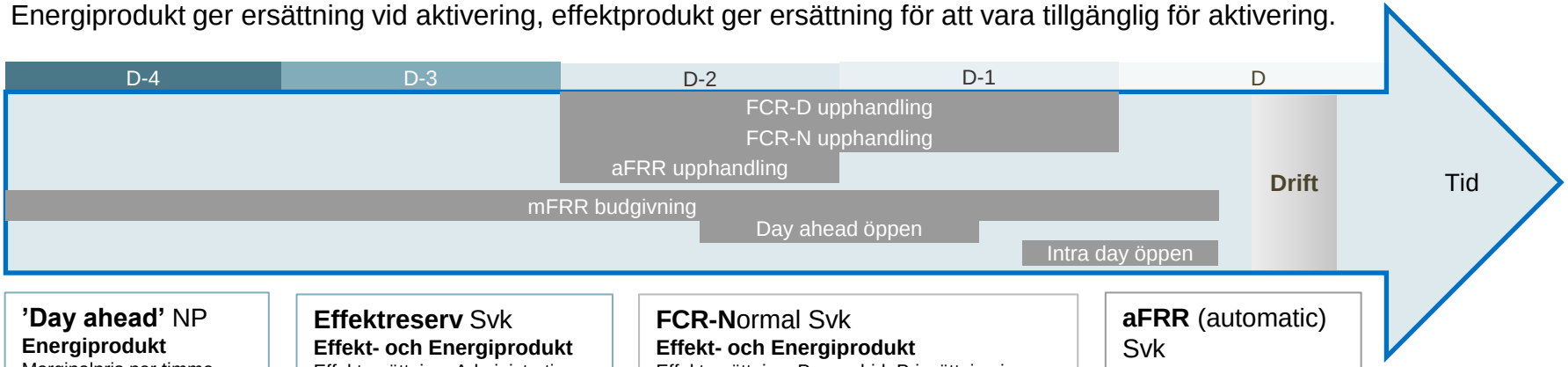
För mer information om tekniska krav och regler, se Balansansvarsavtal på Svk:s hemsida.

* Längre aktiveringstid tillåten
** Vid ≤ 15 min aktiveringstid

SVENSKA KRAFTNÄT

Marknader för förbrukningsflexibilitet – handel och prissättning

Energiprodukt ger ersättning vid aktivering, effektprodukt ger ersättning för att vara tillgänglig för aktivering.



'Day ahead' NP
Energiprodukt
Marginalpris per timme dagen före. Se NP hemsida.

'Intra day' NP
Energiprodukt
Bilateral timhandel under dagen, pay as bid. Se NP hemsida.

mFRR (manual) Svk
Reglerkraftmarknad
Energiprodukt
Marginalpris på aktiverade upp- och nedregleringar. Se NP hemsida.

Effektreserv Svk
Effekt- och Energiprodukt
Effektersättning: Administrativ ersättning/ MW genom årlig upphandling.

Energiersättning: Pris för energin sätts i upphandlingen.

Upphandlad kapacitet förbinder sig att lämna energibud till reglerkraftmarknaden.

Störningsreserv Svk
Effekt- och Energiprodukt
Effektersättning: Upphandling genom flerårskontrakt

Energiersättning: Pris för energin sätts i upphandlingen.

FCR-Normal Svk
Effekt- och Energiprodukt
Effektersättning: Pay as bid. Prissättning i enlighet med dokumentet "Regler för prisberäkning av budpris för FCR", se Svk:s hemsida. Total kostnad för FCR-N framgår av Svenska kraftnäts årsredovisning och medelpris/MW finns här.

Energiersättning: Upp- och nedregleringspris.

Kapacitet handlas upp 2 dygn samt 1 dygn före leveranstimme.

FCR-Disturbance Svk
Effektprodukt
Effektersättning: Pay as bid. Prissättning i enlighet med dokumentet "Regler för prisberäkning av budpris för FCR", se Svk:s hemsida. Total kostnad för FCR-D framgår av Svenska kraftnäts årsredovisning och medelpris/MW finns här.

Kapacitet handlas upp 2 dygn samt 1 dygn före leveranstimme.

aFRR (automatic) Svk
Effekt- och Energiprodukt
Effektersättning: Pay as bid.

Energiersättning: Upp- och nedregleringspris.

Upphandlas en gång i veckan för kommande veckas vardagar.

För mer information om handel och prissättning, se Balansansvarsavtal på Svk:s hemsida.

SVENSKA KRAFTNÄT

Projekt: Förbrukningsflexibilitet i balansregleringen

> Strategi för att möjliggöra för förbrukning att fungera som reserv

> Process för att hantera förfrågningar

Pilotprojekt ”Flexibla hushåll”

> FCR-N: 0,1 MW förbrukningsflexibilitet under två månader

> Förbrukningen utgörs av varmvattenberedare i ca 100 hushåll

> Den aggregerade förbrukningen kommer att styras centralt genom att styr- och mätutrustning installeras på alla enheter

> Syftet med piloten är främst att få input till strategin och att utvärdera om resursen uppfyller kraven på primärregleringen

SVENSKA KRAFTNÄT

Effektreserven

Effektreserven

Elmarknadsrådet
20 september 2016

Zarah Andersson & Linda Thell
Marknads- och systemutveckling

Effektreserven 2015/2016

Vinterperioden 2015/2016

> Ingen aktivering av balansskäl

> Ändrad beredskap och minkörning

SVENSKA KRAFTNÄT

Utfall ekonomi (SEK)

Intäkter	99 300 000
Kostnader	73 300 000
Återbetalning	26 000 000

SVENSKA KRAFTNÄT

Upphandling av effektreserven 2016/2017

Upphandling av reduktion 2016/2017

- Anbudsinbjudan skickades ut i maj
- Anbudstiden gick ut den 22 augusti
- Totalt 863 MW
- Upphandlat 334 MW
- Rottneros Bruk AB, AB Sandvik Materials Technology samt delar av Holmens Bruk AB och Stora Enso AB

SVENSKA KRAFTNÄT

Reduktion under sex vintrar

År	Möjlig effekt MW/vinter	Upphandlad effekt MW/vinter	Medelkostnad upphandlad effekt SEK/MW
11/12	392	362	58 327
12/13	598	464	67 671
13/14	676	531	88 684
14/15	766	626	73 079
15/16	842	340	34 935
16/17	863	334	25 601

SVENSKA KRAFTNÄT

Upphandlad effektreserv 2016/2017

- Upphandlad effektreserv produktion och reduktion
  - EO.N Värmekraft Sverige AB, 660 MW
  - Holmens Bruk AB, 155 MW
  - Stora Enso AB, 130 MW
  - Rottneros Bruk AB, 27 MW
  - AB Sandvik Materials Technology, 22 MW

  Totalt 994 MW

  60 900 000 kronor

SVENSKA KRAFTNÄT

Oförändrad tilläggsavgift under säsongen 2016/2017

4kr/MWh

SVENSKA KRAFTNÄT

Upphandling av effektreserven 2017-2025

Ny förordning om effektreserv

- Lagen om effektreserv förlängd till 2025
- Ny förordning om effektreserv (2016:423) medför miljökrav för effektreservens produktionsresurser
- Möjlighet att lämna synpunkter angående:
  1. Avtalstiden för effektreservens produktionsdel
  2. Begreppet väsentligt högre kostnader

SVENSKA KRAFTNÄT

Lägesrapporter och information från Svenska kraftnät

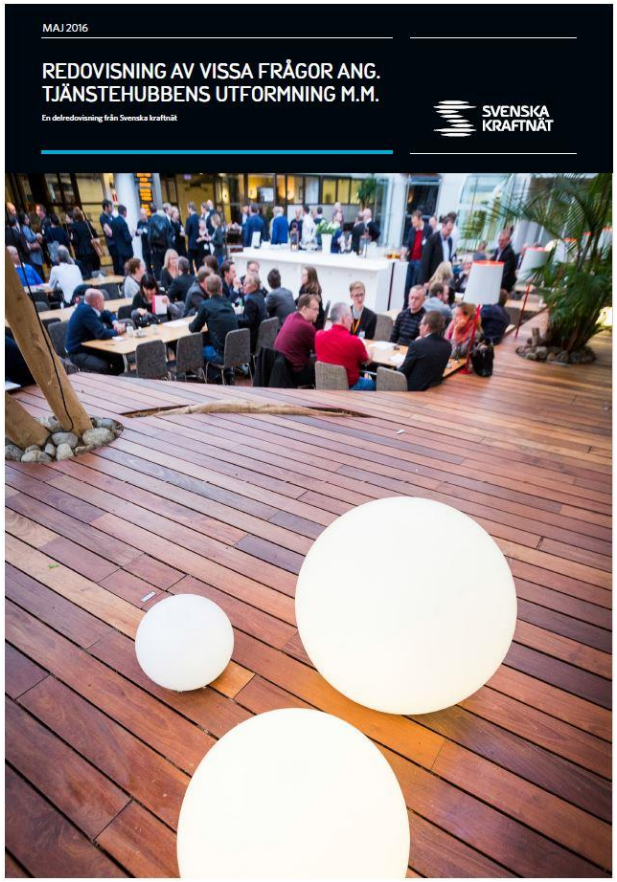
Hubb

SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät har lämnat en delredovisning till regeringen

”I uppdraget ingår att Svenska kraftnät till regeringen ska redovisa tjänstehubbens utformning.”

”Den del av uppdraget som avser att redovisa tjänstehubbens utformning m.m. ska redovisas till regeringskansliet senast den 1 juni 2016”



SVENSKA KRAFTNÄT

I delredovisningen ger Svenska kraftnät sin syn på hur tjänstehubben ska fungera

- Beskrivning av tjänstehubben
- Centrala vägval
  - Hantering av månadsmätta uttagspunkter
  - Lagring av data – centralt eller decentraliserat
- Plan för införandet av en tjänstehubb
- Driften av en tjänstehubb

SVENSKA KRAFTNÄT

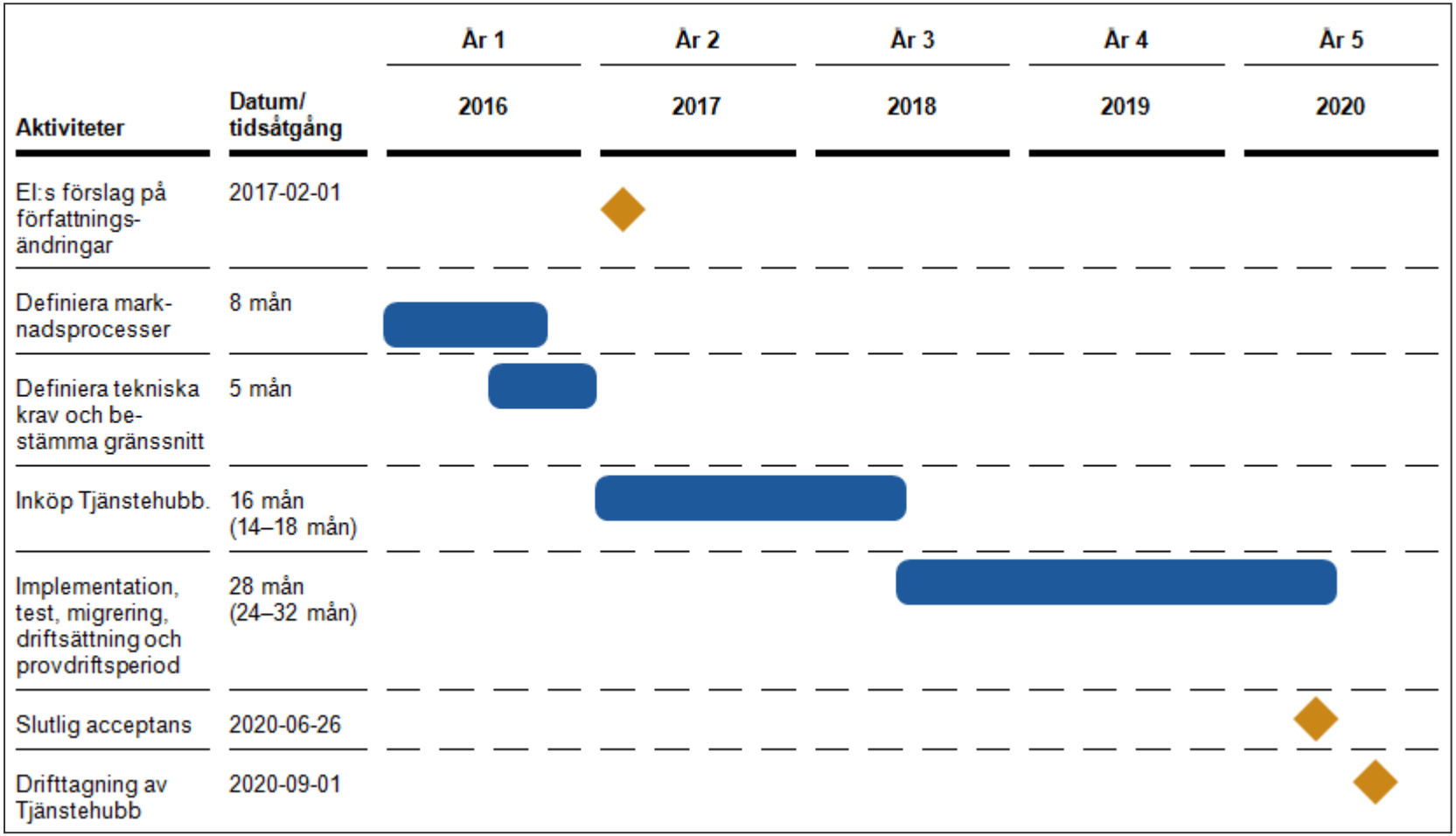
Elbranschens aktörer har lämnat synpunkter på Svenska krafnäts rapport

- Ansvarsfördelning
  - Detaljera och se över tjänstehubben juridiska och ekonomiska ansvar
- Lagring av data
  - Olika lagringsform för olika information
- Tidplan och Regeleverk
  - Svk måste lämna öppet för sena ändringar i regelverket
- Processbeskrivningar

SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät hanterar synpunkterna på rapporten

Översiktlig tidplan för Svenska kraftnäts fortsatta arbete med tjänstehubben



SVENSKA KRAFTNÄT

Nordisk Balansavräkning (NBS)

Robert Thelander

Elmarknadsråd
2016-09-20

SVENSKA KRAFTNÄT

Nordisk Balansavräkning - NBS
Agenda

Uppdatering kring tidplan

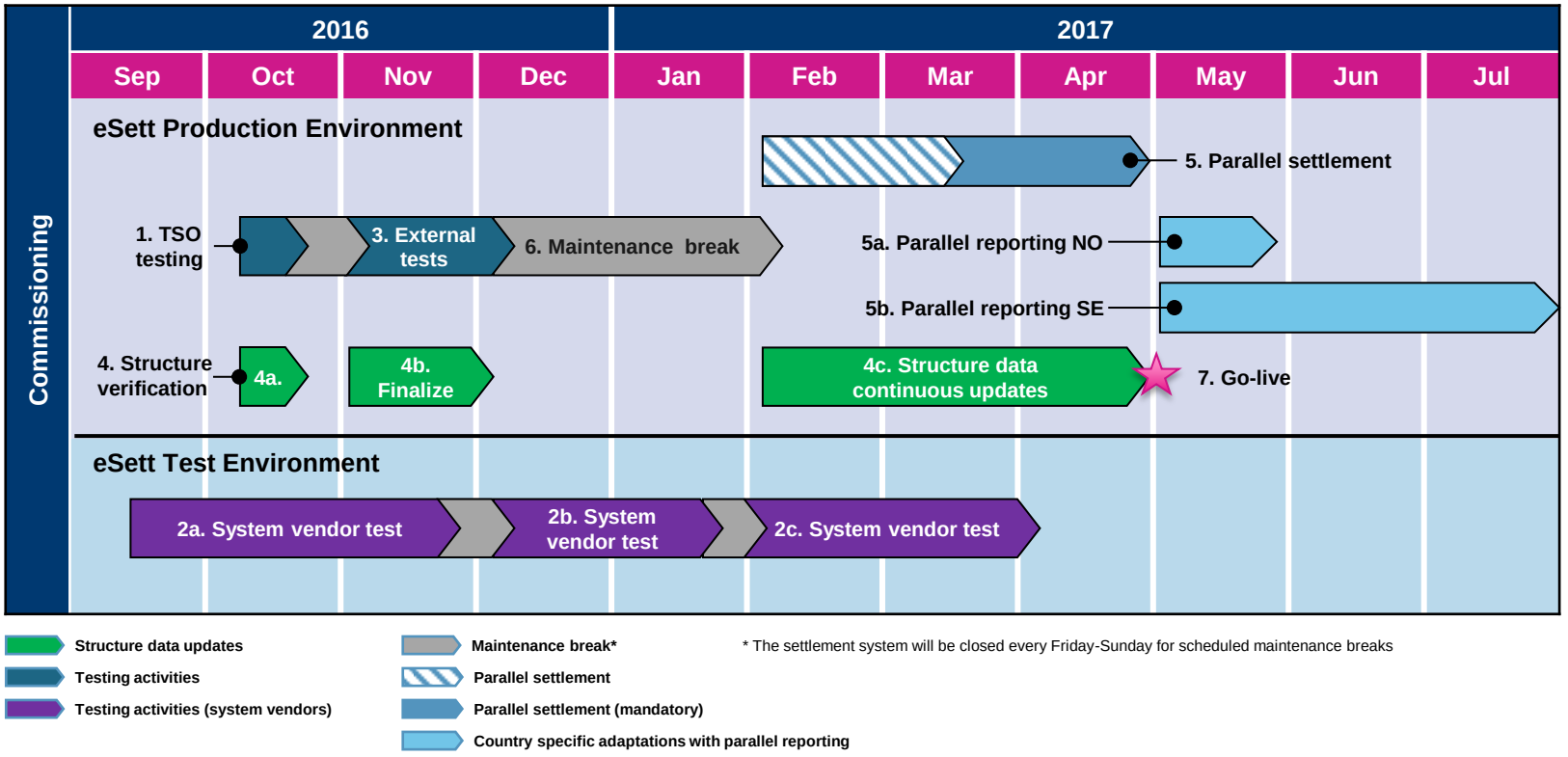
Förtydligande kring val av valuta

Uppdatering kring regelförändringar

SVENSKA KRAFTNÄT

Sommarens tester har gett positiva resultat och styrgruppen för projektet har efter noggrann analys beslutat att nytt go-live datum är 2017-05-01

Tidplanen framåt



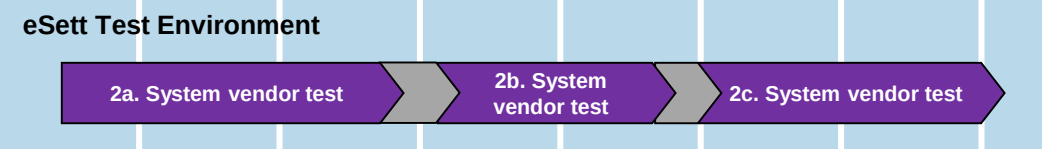
SVENSKA KRAFTNÄT

Testning för enskilda aktörer kommer att fokuseras till november medan testning för systemleverantörer är tillgänglig under större del av tiden

Testning av det nya avräkningssystemet

Systemleverantörer

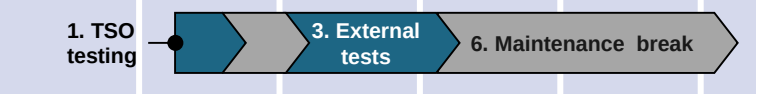
”Testning gentemot eSetts testsystem med fiktiv struktur”



2a: 2016-09-19 → 2016-11-25
2b: 2016-12-05 → 2017-01-20
2c: 2017-02-15 → 2017-03-31

”Extern testning”

”Testning för samtliga aktörer gentemot eSetts produktionssystem med verklig struktur”



3: 2016-11-04 → 2016-12-09

SVENSKA KRAFTNÄT

Strukturdata validering och verifiering avslutas under november. Från och med februari förväntas löpande uppdatering av struktur

Strukturdata uppdatering – Validering, verifiering och löpande uppdatering

”Verifiering, slutförande och löpande uppdatering”

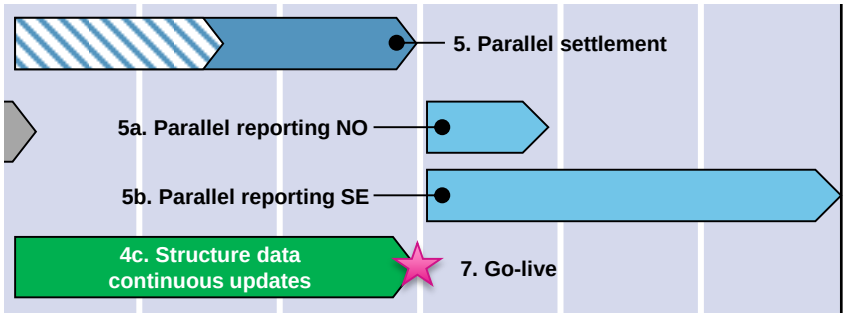
4a: 2016-10-10 → 2016-10-21 (validering och verifiering)
4b: 2016-11-04 → 2016-12-02 (slutförande)
4c: 2017-02-06 → 2017-04-30 (löpande uppdatering)

SVENSKA KRAFTNÄT

Parallellavräkningen innan go-live förlängs och delas upp i en rekommenderad och obligatorisk del

Parallellavräkning och rapportering

”För att säkerställa en smidig övergång till avräkning med NBS-modellen”



- 5 (”rekommenderad”): 2017-02-06 → 2017-03-19 (samtliga rekommenderas delta)
- 5 (”obligatorisk”): 2017-03-20 → 2017-04-30 (deltagande är obligatoriskt för samtliga parter)
- 5b: 3 månader efter go-live

SVENSKA KRAFTNÄT

Nordisk Balansavräkning - NBS
Agenda

Uppdatering kring tidplan

Förtydligande kring val av valuta

Uppdatering kring regelförändringar

SVENSKA KRAFTNÄT

För de svenska aktörer som väljer att bli fakturerade i SEK kommer en valutarisk att uppstå

Förtydligande kring val av valuta

- Svenska aktörer kan välja att bli fakturerade i antingen EUR eller SEK
- eSett hanterar samtliga monetära flöden i sin ”grundvaluta” som är EUR
- Avgifter sätts i EUR (veckoavgift, balanskraftavgift, grundavgift förbrukning resp. produktion)
- Fakturering och beräkning av säkerheter sker i EUR för samtliga aktörer
- Omräkning till SEK sker per vecka (fixerad kurs för hela veckan)
- I och med att växlingskursen kommer att variera från ”vecka till vecka” uppstår en situation där respektive aktör antingen kan komma att gynnas eller missgynnas på grund av hur variationen sker.

SVENSKA KRAFTNÄT

Nordisk Balansavräkning - NBS
Agenda

Uppdatering kring tidplan

Förtydligande kring val av valuta

Uppdatering kring regelförändringar

SVENSKA KRAFTNÄT

Uppdatering förordning och föreskrift kommer att ske snarast möjligt och respektive process är initierad

Legala förändringar

- Uppdatering förordning och föreskrift kommer att ske snarast möjligt och respektive process är igång.
- Troligt beslutande av förordning är under november. Kort därefter bör även föreskriften kunna beslutas.
- ”Avtalspaket” från eSett kommer att skickas ut under november/december till de balansansvariga

SVENSKA KRAFTNÄT

Avgifter för Balansansvariga 2017

Elmarknadsråd 20 september 2016

Jenny Lagerquist, MM

SVENSKA KRAFTNÄT

Balansansvarigas avgifter

- Avgiften till de Balansansvariga syftar till att finansiera kostnaderna i verksamhetsgrenen *Systemansvar för el*.
- Kostnaderna för verksamhetsgrenen består i
  - Kostnader för FCR
  - Kostnader för aFRR
  - Kostnader för störningsreserven
  - Personalkostnader och övriga kostnader
- Avkastningen för verksamhetsgrenen ska över tid ge ett nollresultat.

SVENSKA KRAFTNÄT

Påverkande faktorer under 2017

Ökade kostnader/intäkter jmfr 2016

- NBS
  - Serviceavgift till eSett för löpande arbete
  - Ersättning från eSett för svensk kundtjänst
  - Valutarisk i och med hantering i Euro
- aFRR
  - Permanent införande under 2016
  - I budget 2017
- Störningsreserv
  - Förnyade avtal
- FCR
  - Prognos om minskad vattentillgång

Oförändrade kostnader/intäkter jmfr 2016

- Balanskraft mellan elområden
  - Beror av skillnad i fysiskt och planerat flöde
- Produktionsbalanskraft
  - Beror av storlek på balanskraft
  - Beror av reglerkraftpriset vs. balanskraftpriset

SVENSKA KRAFTNÄT

Resultat för verksamhetsgrenen *Systemansvar för el*

År	Resultat för året	Ack. resultat
2012-2014		- 372 mnkr
2015	+ 275 mnkr	- 97 mnkr
2016 (prognos)	+ 139 mnkr	+ 42 mnkr
2017 (prognos)	+ 21 mnkr	+ 61 mnkr

Ackumulerat resultat för en 5-årsperiod (2013-2017): + 130 mnkr

SVENSKA KRAFTNÄT

Förslag till avgifter 2017

> Inga förändrade nivåer för Balansansvarigas avgifter för 2017

> Avgifternas valuta är Euro när NBS går live

Avgift	SEK (tillsvidare)	EUR* (fr.o.m. NBS)
Grundavgift för förbrukning	4,00 kr/MWh	0,434 €/MWh
Grundavgift för produktion	2,00 kr/MWh	0,217 €/MWh
Balanskraftavgift för förbrukningsbalanskraft	4,50 kr/MWh	0,49 €/MWh
Fast avgift	1 850 kr/mån	30 €/vecka

* Avgifterna i Euro har beräknats efter valutakursen 9,20 SEK i enlighet med Konjunkturinstitutets prognos för 2017.

SVENSKA KRAFTNÄT

Nyttjandeavtalet

2016-09-20

Elmarknadsrådet

SVENSKA KRAFTNÄT

Tariff 2017

- Oförändrad effektavgift
- Sänkning av energiavgiften
  - Omräknade förlustkoefficienter
  - Lägre förlustelpris

SVENSKA KRAFTNÄT

Rörligt förlustelpris

- Remissvar
- Referensgruppsmöte 14 september
- Fortsatt arbete
- Förslag till beslut på Svenska kraftnäts styrelsemöte november

SVENSKA KRAFTNÄT

Abonnemangsjustering 2017

- Ändringsunderlag för 2017 skickas ut under maj
  - Löpnade översyn
- Nyttjandeavtal + ändringsunderlag för 2017 - oktober

SVENSKA KRAFTNÄT

SVENSKA KRAFTNÄT

Status för europeiska ”nätkoder”

Fokus CACM-riktlinjen

Elmarknadsråd, 20 september 2016

Översikt ”nätkoder”

	ENTSO Drafting phase	ACER Recommendation	EC Adoption phase	Comitology approved	Estimated entry into force
Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)					14 aug 2015
Requirements for Generators (RfG)					17 maj 2016
Demand Connection (DCC)					7 sep 2016
HVDC Connection (HVDC)				Godkänd av Medlemsländerna sep 2015	28 sept 2016
Forward Capacity Allocation (FCA)				Godkänd av Medlemsländerna okt 2015	Under behandling av Parlamentet och Rådet. Kommer att träda ikraft 20 dagar efter EU publicering Official Journey
System Operation (SO) innehåller = Operational Security (OS), Operational Planning and Scheduling (OPS), Load Frequency control and Reserves (LFC&R)				Godkänd av Medlemsländerna maj 2016	
Emergency and Restoration (ER				Plan: Medlemsländerna röstas okt 2016	
Electricity Balancing				Plan: Medlemsländerna röstar Q1/2017	

SVENSKA KRAFTNÄT

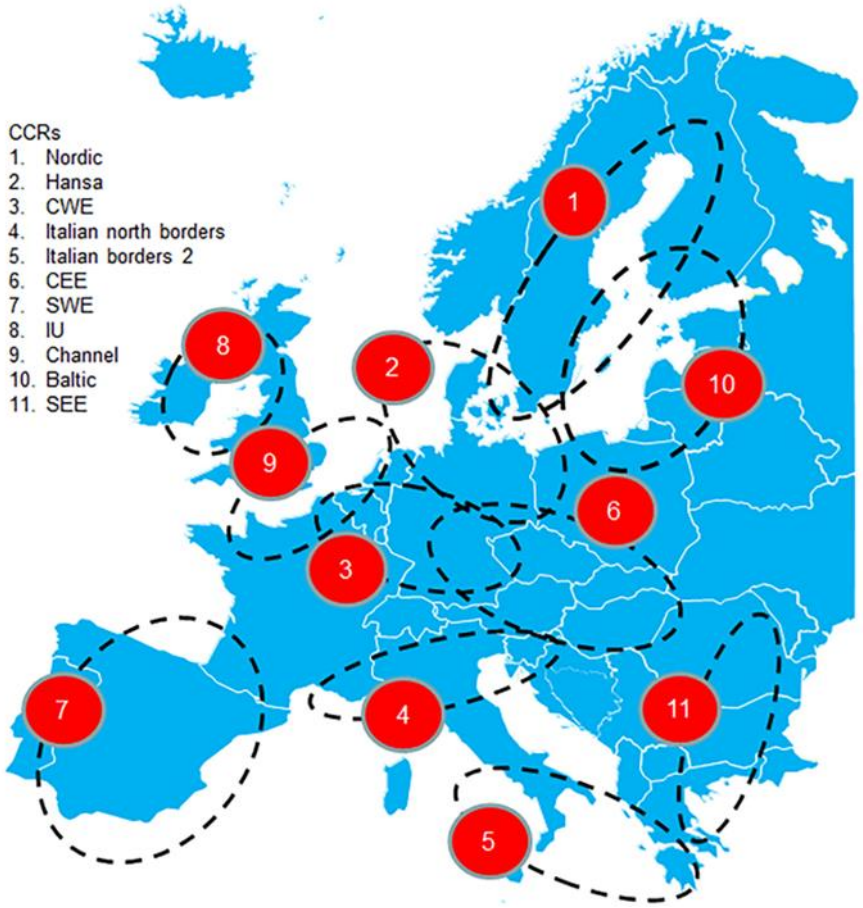
Kort summering: vad CACM innehåller

“All NEMO” processer	• MCO plan • Algoritmer DA och ID koppling • Produkter för DA och ID koppling • Max/min priser för algoritmen
“All TSO” processer	• Kapacitetsberäkningsregioner (“CCR”) • Metod för gemensam nätmodell • Prissättning för intradagskapacitet • Metod för fördelning av intäkter från överbelastning • Metod för beräkning av planerade utbyten
“CCR TSO” processer	• Gemensam kapacitetsberäkningsmetod • Metod samordnade omdirigeringar och motköp • Fallback processer för marknadskoppling
Bilaterala processer	• Arrangemang för flera NEMOs • Arrangemang för Baltic Cable

SVENSKA KRAFTNÄT

Status: “all TSO” metoder?

- Första “all TSO” förslag: indelning av elområdesgränser i kapacitetsberäkningsregioner (CCR).
- Svk deltar i CCR Nordic (1), Hansa (2) och Baltic (10).
- NRA:s har inte lyckats komma överens om CCR förslaget
- Ansvaret ligger nu på ACER att senast 17 november utfärda ett beslut



SVENSKA KRAFTNÄT

Status: “all TSO” metoder?

- Metoder skickade till tillsynsmyndigheterna
  - Metod för gemensam nätmodell och tillhandahållande av produktions- och lastdata skickad till Ei (juni)
  - Metod för fördelning av intäkter från överbelastning (augusti)
- Revidering av förslag efter konsultation:
  - Tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före-marknaden;
  - Öppnings- och stängningstider för intradag kapacitetstilldelning.
- Förslag som ska ut på konsultation
  - Metod för beräkning av planerade utbyten

SVENSKA KRAFTNÄT

Pågående TSO- NEMO (elbörser) arbete

> Metod och krav på algoritmen för dagenföre- och intradagmarknaden

> Max/min-prismetod och back-up metod för algoritmen

> Kostnadsfördelning av gemensamma kostnader till följd av den gemensamma dagen före- och intradagskopplingen

SVENSKA KRAFTNÄT

Vad pågår: “CCR TSO” metoder?

> Planering av CCR uppgifter fortsatt osäker; → Tillsynsmyndigheterna har inte godkänt regionerna.

> Samarbetsstrukturer har bildats för CCR Hansa och CCR Baltic.

> CCR Nordic använder befintligt nordiskt samarbete.

Viktiga CCR uppgifter:

- gemensamma beräkningsmetod för överföringskapacitet och för mothandel;
- en enhet för samordnad kapacitetsberäknare (”CCC”), som har ansvar för kapacitetsberäkning i regionen.

SVENSKA KRAFTNÄT

CCR Nordic - Kapacitetsberäkningsmetod

- Kapacitetsberäkningsmetod för Norden utvecklas i det nordiska projektet om kapacitetsberäkningmetod (tidigare flödesbaserade metodprojektet)
  - Projektet omfattar både att utveckla en flödesbaserad metod och en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet (C-NTC)
- Förslag till metod ska läggas fram 10 månader efter beslut om kapacitetsberäkningsregionerna
- Aktörsdialog
  - Stakeholder Forum – Alla är välkomna
  - Stakeholder Group – Sammansatt enligt nomineringar från Elmarknadsrådet
  - Nyhetsbrev

SVENSKA KRAFTNÄT

Vad pågår: “bilaterala” metoder

> Förslaget om arrangemang till flera Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) har skickats till tillsynsmyndigheter

> Förslaget täcker de nordiska interna gränserna.

> NordREG har precis avslutat konsultationen av förslaget

Public consultations

Consultation on the Nordic TSOs proposal for arrangements concerning more than one nominated electricity market operator (NEMO) in a bidding zone

This consultation concerns a common proposal developed by the Nordic Transmission System Operators regarding arrangements concerning more than one NEMO in a bidding zone in accordance with Article 45 and 57 of the Commission Regulation (EU) No 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

The approval of the TSOs proposal is a task for each induvial energy regulator. However, as the Nordic TSOs have developed a common proposal and the Nordic energy regulators are working closely on this matter, a NordREG consultation will be held.

NordREG welcomes written input on the proposed arrangements within the 16th of September 2016. Comments (in English) can be sent to registrator@ei.se. Please mark your answers to the consultation with the following reference number 2016-101956.

- Nordic TSOs' proposal on multiple NEMO arrangements

SVENSKA KRAFTNÄT

Mer information

- https://consultations.entsoe.eu/
- http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/cacm/

SVENSKA KRAFTNÄT

Back up

Bakgrund: vad CACM innehåller

CACM

Guideline on capacity allocation and congestion management

Konkurrens NEMOs

Gemensamma kapacitets-beräkningsmetoder och processer

Gemensam dagen före- och intradagkoppling

SVENSKA KRAFTNÄT

Nordic Challenge Report

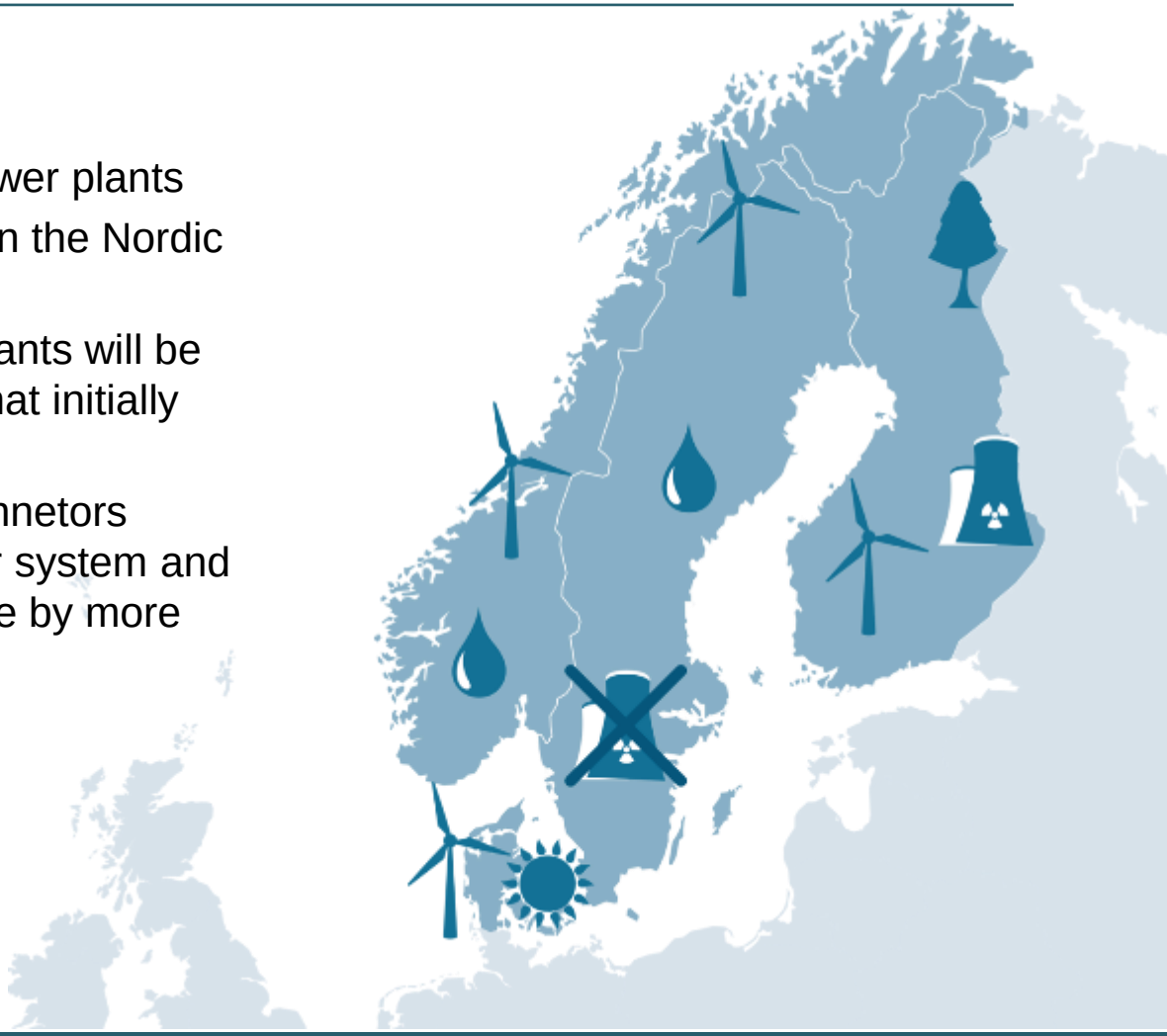
Challenges and opportunities for the Nordic power system

Statnett FINGRID ENERGINET.DK SVENSKA KRAFTNÄT SWEDISH NATIONAL GRID

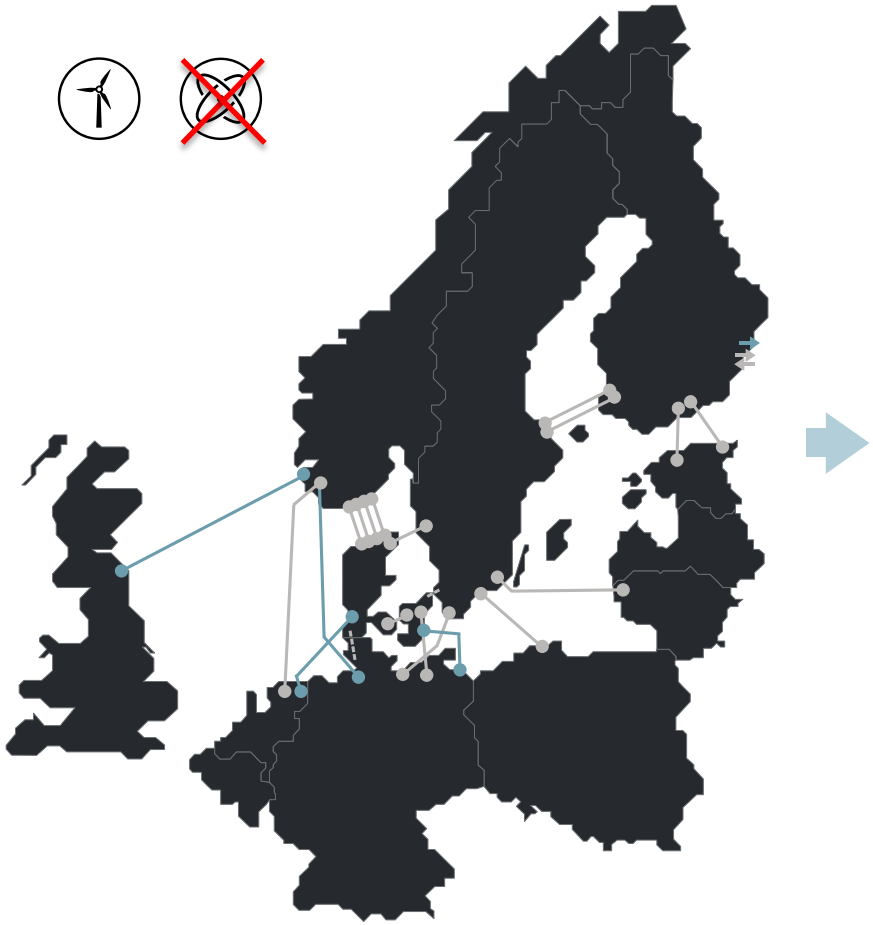
The changes of the Nordic power system are driven by climate policy, technology development and integration

The main changes are:

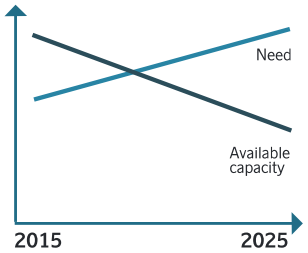
- The closure of thermal power plants
- The share of wind power in the Nordic system is rising
- Swedish nuclear power plants will be decommissioned earlier that initially planned
- The capacity from interconnetors between the Nordic power system and other systems will increase by more than 50 per cent



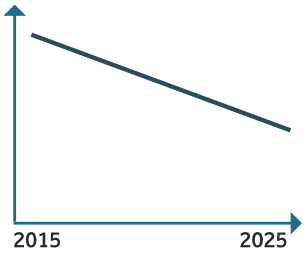
The changes challenge the way the Nordic Power System is planned and operated



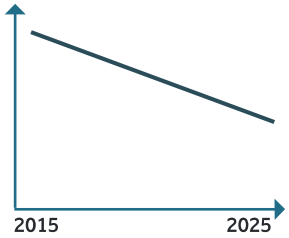
Increased demand for flexibility



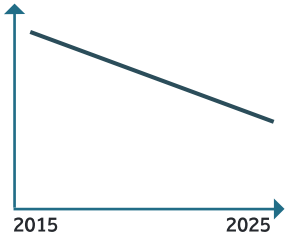
Adequate generation and transmissio capacity to ensure security of supply



Inertia to support system stability

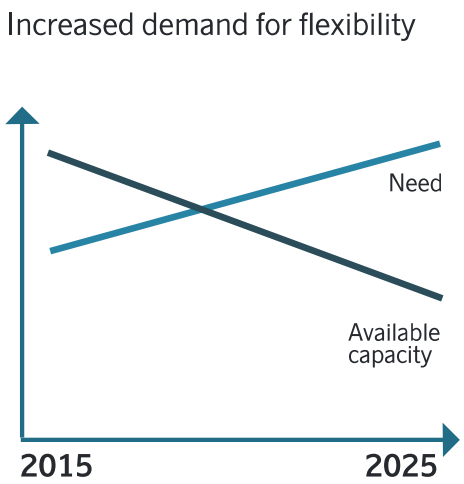


Frequency quality to ensure operational security



Increased demand for flexibility

- The demand for flexibility is increasing, both in the day-ahead market and in the operational hour.
- At the same time, the flexibility provided by existing hydro plants is limited and the thermal production capacity is declining



Challenges

- A risk of having hours without price formation in the day-ahead market
- Periods of insufficient balancing resources available in the operational hour

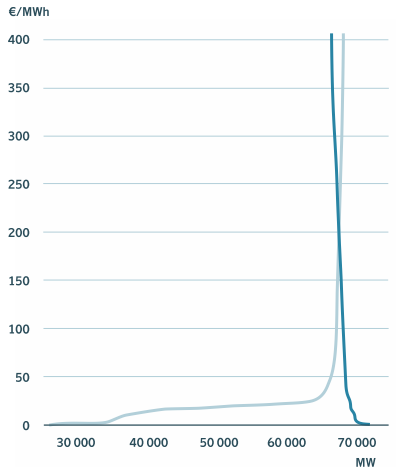
Possible solutions

- A finer time resolution in the day-ahead, intraday and balance market
- Utilize the transmission capacity more efficiently
- Ensure that the rules and regulation of the market facilitates the most cost effective development and utilization of available flexibility
- Utilising the information provided by the AMS-meters to introduce demand response

Generation to ensure security of supply

Challenges

1. Ensuring flexible capacity with market signals
2. Lack of adequate assessment and methodologies



Demand-supply balance in the Nordic power system on 21 January 2016. The figure shows that on this date the demand-supply balance was very tight. Market Data from Nord Pool Spot.

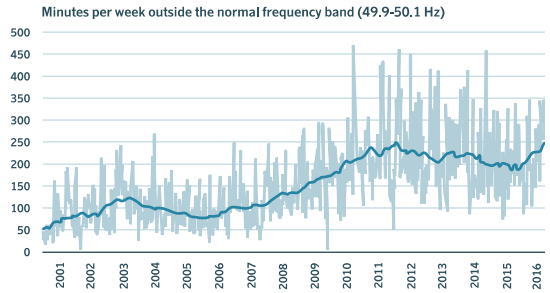
Possible solutions

- Develop harmonized Nordic common probabilistic methodologies
- Identify mitigation measures to address adequacy in a Nordic perspective, although the implementation can be both national and regional.
- Common definitions on generation adequacy that focus on defining a socioeconomically efficient level of security of supply.

Maintain good frequency quality to ensure operational security

Challenges

- Larger imbalances caused by ramping
- More unpredictable power generation will increase the forecast errors
- Increased need for, but reduced access to, reserve capacities
- Availability of transmission capacity for frequency and balancing reserves



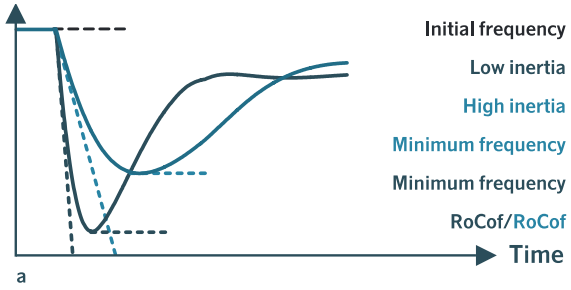
Possible solutions

- A common Nordic specification for the frequency quality
- Further develop joint Nordic ICT-solutions
- Introduce higher time resolution
- Stronger incentives for the Balance Responsible Providers to keep the balance
- Introduce efficient solutions for allocating transmission capacity to the reserve markets.
- Harmonize products and market solutions for frequency and balancing regulation

Sufficient inertia to support system stability

Challenges

- Having sufficient inertia in the system to ensure operational security
- Lack of minimum requirements i.e. a common understanding of how low level of inertia the system can handle and what is expected in the future Nordic power system



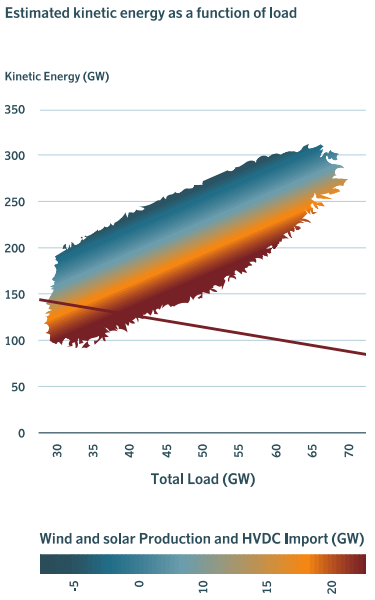
Frequency and power responses after a generator trip. a) Initial frequency and frequency responses after a generator trip with high and low

Possible solutions

- Market solutions or incentives to ensure that enough inertia is maintained in the system at all times

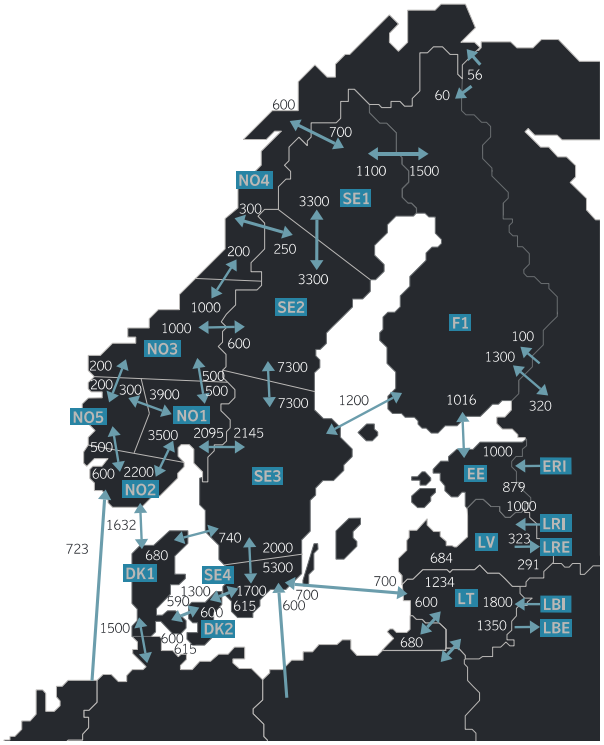
Technical solutions

- Installing system protection schemes
- PMU and the use of HVDC links/converters
- Increasing inertia from existing production units
- Add more frequency containment reserves



Estimated kinetic energy in 2025 as a function of total load in the synchronous area with wind and solar production and HVDC import including all climate years (1962–2012) of the market simulation scenario. The percentage of time when the estimated inertia measured by kinetic energy in 2025 is below the estimated required amount (shown by the red line) is 7.7 % (673 hours per year)

Transmission adequacy to ensure security of supply



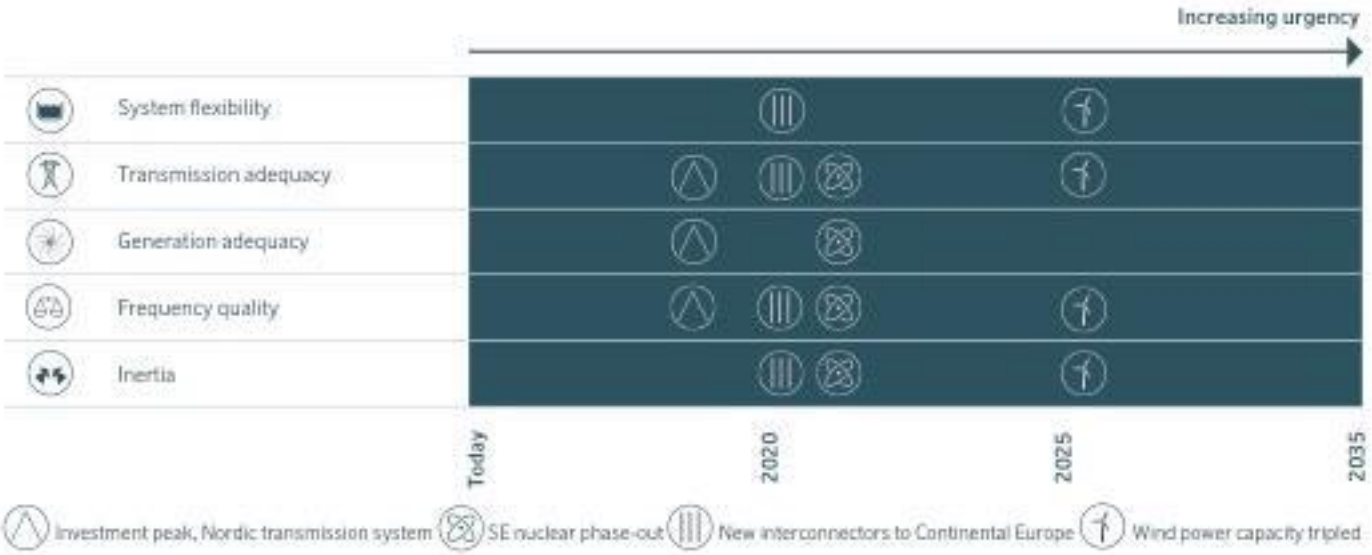
Challenges

- Using correct assumptions and value all benefits when planning the transmission net
- Maintain operational security and an efficient market while reconstructing the grid

Possible solutions

- Develop the grid and addition transmission capacity can alleviate the challenges with flexibility and real-time balancing
- Improve modelling tools and a common understanding in the interpretation of findings, and a robust scenario strategy
- Clarify differences and common goals in the Nordics for grid development

The way forward – there is an urgency to deal with the challenges



- The Nordic TSOs will follow up with a "solution report" 2016-2017 where the different solutions / alternatives are compared
- But an extended cooperation across the power sector is also needed!

Elmarknadsrådet

Balanshållning idag och i framtiden

20 september 2016

Innehåll

> Marknad och system i förändring

> Nordiska projekt

> Europeiskt arbete

> Övrigt nationellt arbete

SVENSKA KRAFTNÄT

Marknad & System i förändring

> Ett *marknad och ett elsystem i förändring* innebär också en översyn av hur det nordiska synkronsystemet ska balanseras

> Mycket arbete har redan startat

> Förändringar måste dock ske *koordinerat* i syfte att hålla ihop balanseringsprocessen

> En förändring kan ge förutsättningar för andra ändringar

> Många frågor - många ställningstaganden – bygger på varandra

SVENSKA KRAFTNÄT

Marknad & System i förändring

Drivkrafter

- Kraftsystem i förändring
- Nätkoderna
- Förbättrad marknadsfunktion
- Kontrollrummets beslutstöd

Pågående arbeten

SVENSKA KRAFTNÄT

Identifiera behov och finna lösningar

> De flesta utmaningar kan inte lösas nationellt

> Marknadsfrågor och systemfrågor löses är nära kopplade till varandra – *löses tillsammans*

> Arbete pågår parallellt på europeisk nivå, i nordiska arbetsgrupper och nationellt – *koordinering centralt*

> Arbete i olika forum bygger på resultat från andra grupper - *beroenden*

SVENSKA KRAFTNÄT

Nordiska projekt

> Utgår från förändrade systemförutsättningar

> Kopplar till det europeiska arbetet

SVENSKA KRAFTNÄT

Projekt vi driver i Norden idag

- Nordiska analysgruppen (NAG) där Svenska kraftnät arbetar tillsammans med Energinet, Fingrid och Statnett
  - Frequency Containment Process (FCR-produkterna)
  - Frekvenskvalitet (modell för ett system med mindre svängmassa)
  - Inertiaprojektet (analys av nya verktyg)
- Definierar de produkter vi behöver för att balansera kraftsystemet i framtiden
- Referensgrupp där bl.a. Fortum & Vattenfall deltar aktivt

SVENSKA KRAFTNÄT

Projekt vi driver i Norden idag

- Finer Time Resolution projektet
  - Kartlägger kostnader och nyttor med kortare avräkningsperiod
  - På vilket sätt bör Norden (om så anses lämpligt) införa kortare avräkningsperiod – ett *förslag* på road map
  - Vad kan lära oss av den europeiska harmoniseringsprocessen?
  - Osäkerheten i koden – krav eller ej?
- Svenska kraftnät ser både långsiktiga system- och marknadsnyttor
- Men innebär också utmaningar vid implementering

SVENSKA KRAFTNÄT

Projekt vi driver i Norden idag

- aFRR
  - För närvarande en nationell marknad
    - 300 MW totalt i norden
    - Inte alla timmar på dygnet
  - Målet en gemensam nordisk marknad
  - ”Haslepiloten” – reservation av överföringskapacitet

SVENSKA KRAFTNÄT

Projekt vi driver i Norden idag

- Översyn av hur kostnader fördelas – ”*Full Cost Balancing”*
  - Syftar att säkerställa samhällsekonomiskt effektiva incitament till Balansansvarig
  - Vad ingår i obalanspriset och vilka kostnader skall socialiseras?
  - Socioekonomisk effektivitet på både kort och lång sikt
  - Nordiska positioner skall också användas i det europeiska arbetet

SVENSKA KRAFTNÄT

Europeiskt arbete

> Utgår från nätkoderna

> Metodutveckling och harmonisering

Arbete vi deltar i inom ramen för EB GL

- Imbalance settlement project team
  - Etablerad i syfte att föreslå harmonisering av balansavräkning
  - Europeisk harmonisering stipuleras av balanskoden
  - Bäring på eSett / NBS
  - Nära kopplat till det nordiska projektet *Full Cost Balancing*

SVENSKA KRAFTNÄT

Arbete vi deltar i inom ramen för EB GL

- Definitionen av Standardprodukter
  - En central del av EB GL är hur utbytet av så kallade standardprodukter arrangeras
  - Standardprodukter för aFRR, mFRR och RR (förslag 6 månader efter EIF)
  - Produktspecifikationen definierar parametrar såsom Aktiveringstid, min budvolym, etc.

Arbete vi deltar i inom ramen för EB GL

- Regulation Power Market – nordisk pilot
  - EB GL beskrev tidigare inrättandet av korrdinerade (regional) balansområden, så kallade CoBAs.
  - Baserat på CoBA – konceptet och det redan pågående arbetet startade de nordiska TSO:erna ett gemensamt arbete med syfte att etablera en nordisk CoBA.
  - CoBA borta ur balanskoden, men nordisk samarbetsplattform fortfarande lika viktigt.
  - Fokus på att påverka och samverka med kontinentala TSO:er

SVENSKA KRAFTNÄT

Arbete för anpassning till EB GL

- Svenska kraftnäts implementering av nätkoderna
  - GAP-analys
  - Ett exempel på anpassning: Nya roller (BRP/BSP), konsekvenser för Balansansvarsavtalet
  - Jämför även kortare avräkningsperiod, standardprodukter, balansavräkning, etc.

SVENSKA KRAFTNÄT

Intradag

- Intradag-marknaden
  - Utvecklingen av intradag är tätt knuten till hur balansmarknaderna bör utformas
  - Exempel av frågor som är centrala:
    - ID Gate Closure Time
    - Kontinuerlig handel / auktionsförfarande?
    - Produkter

SVENSKA KRAFTNÄT

Övrigt nationellt arbete

> Utgångspunkten är hur vi balanserar systemet idag

> Nya systemutmaningar kräver nya beslutsstöd

Balanseringen idag

> Beskrivning av utgångsläget

> Väl etablerat TSO-samarbete i norden

> En nordisk TSO-grupp har arbetet med att samla och beskriva de nuvarande principerna

> En extern version kommer att publiceras

SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnäts projekt för att utveckla kontrollrumsverksamhetens beslutsstöd

- Realtidsprojektet
  - Svenska kraftnät driver projektet ”Realtidsdata” tillsammans med marknadsaktörer (främst nätägare)
  - Säkerställer att Svenska kraftnät får en utökad och systemask insamling av realtidsinformation, exempelvis produktionsmätvärden från vindkraft
  - Implementering enligt SO GL
  - Klart under Q1/Q2 2017

SVENSKA KRAFTNÄT

Frågor som berördes under balansworkshop i juni

> Utökad publikation av information till marknadens aktörer

> Balansansvaret – förtydliganden kring finansiellt och kontraktuellt ansvar

SVENSKA KRAFTNÄT

Dialog

> Flertalet projekt har en referensgrupp (beroende på i vilken fas projektet befinner sig i)

> Arbeten som sker inom ENTSO-E har en etablerad europeisk ”Stakeholder involvement process”

> Workshops (exempelvis nämnd balansworkshop innan sommaren)

> Elmarknadsrådet

SVENSKA KRAFTNÄT

Tack!

SVENSKA KRAFTNÄT