

SVENSKA KRAFTNÄT

Referensgrupp - Obalansprissättning

Möte 2, 16 juni 2026

Digitalt möte

Agenda

Referensgrupp Obalansprissättning

- Ställ era frågor under mötets gång
- Räck upp handen
- Använd kamera

09:00

1. Inledning

2. Designval: sammanfattning/repetition -
presentation SVK

3. Incitament och konsekvenser för BSP och
BRP med de olika alternativen (VWA,
min/max, kombination) - presentation SVK
och diskussion

4. Alternativ för att begränsa obalanspriset -
Modity, diskussion

5. Obalanspris per budområde respektive samreglerat
område – Vattenfall, diskussion

6. Incitament att flytta obalanser – Statkraft, diskussion

7. Nationella randvillkor - presentation SVK och diskussion

8. VoAA - presentation SVK och diskussion

9. Dödband i obalansprissättning (skydd mot påverkan av
aktiveringar i andra områden) - presentation SVK och
diskussion

10. Övrigt och avslut



CA 10:30 PAUS

2. Designval

3. Incitament och konsekvenser för BSP och BRP

SVENSKA KRAFTNÄT

Designval, incitament och konsekvenser

260616

Designval

1. Volymviktat medelpris, Min/max eller kombination?

- Med vilken metod räknas obalanspriset ut?

2. Value of Avoided Activation – hur prissätta?

- Om ett elområde inte har haft något behov av balansering (oreglerat) eller dess behov har nettats, vad ska obalanspriset bli då?

3. Nationella randvillkor – koppla obalanspriset till annan marknad?

Dyr direktaktivering

		Volume weighted average	Combined	Max/min	VWA aFRR
		LOCAL	LOCAL	LOCAL	
Imbalance price	A	347 €	1 000 €	1 000 €	433 €
	B	0 €	0 €	0 €	0 €
	C	0 €	0 €	0 €	0 €

Insert volumes and prices in the yellow fields:

	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	0	0	200 €	UP
aFRR run2	100	0	0	400 €	UP
aFRR run3	100	0	0	700 €	UP
mFRR SA	300	0	0	100 €	UP
mFRR DA up	100	0	0	1 000 €	UP
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA					
Net Reg (MWh)	125	0	0		
Dom direction BZ	UP	UNREG	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Nettat elområde

		Volume weighted average	Combined	Max/min	VWA aFRR
		LOCAL	LOCAL	LOCAL	
Imbalance price	A	347 €	1 000 €	1 000 €	433 €
	B	50 €	50 €	50 €	50 €
	C	50 €	50 €	50 €	50 €

Insert volumes and prices in the yellow fields:

	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-50	0	200 €	UP
aFRR run2	100	-50	0	400 €	UP
aFRR run3	100	-50	0	700 €	UP
mFRR SA	300	-100	0	100 €	UP
mFRR DA up	100	0	0	1 000 €	UP
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA				50 €	
Net Reg (MWh)	125	-38	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Både upp- och nedregleringsbehov

		Volume weighted average	Combined	Max/min	VWA aFRR
		LOCAL	LOCAL	LOCAL	
Imbalance price	A	347 €	1 000 €	1 000 €	433 €
	B	143 €	400 €	400 €	400 €
	C	0 €	0 €	0 €	0 €

Insert volumes and prices in the yellow fields:

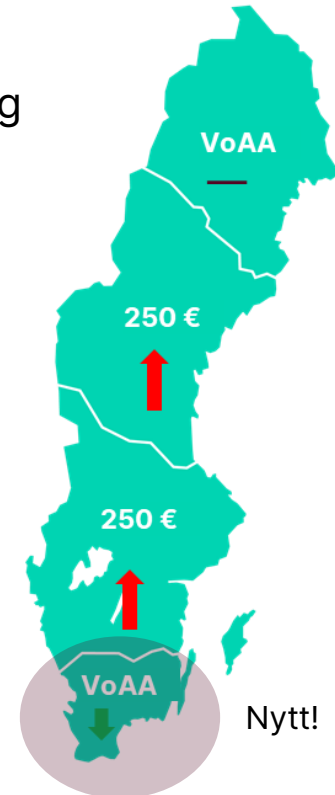
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-50	0	200 €	UP
aFRR run2	100	50	0	400 €	UP
aFRR run3	100	-50	0	700 €	UP
mFRR SA	300	100	0	100 €	UP
mFRR DA up	100	0	0	1 000 €	UP
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA					
Net Reg (MWh)	125	21	0		
Dom direction BZ	UP	UP	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Value of Avoided Activation

- Om ett elområde inte har haft något behov av balansering (oreglerat) eller dess behov har nettats, vad ska obalanspriset bli då?
- VoAA ska baseras på budpriser, tex mittpris:

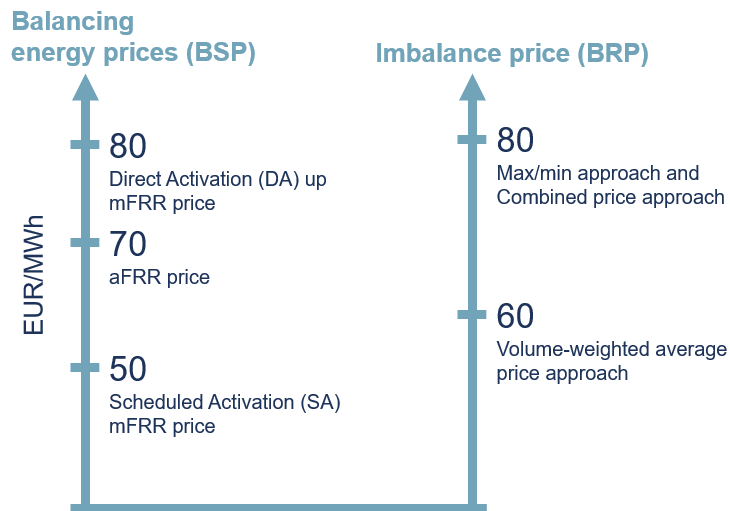
	41 €	5 MW
	38 €	5 MW
upp	35 €	5 MW
ned	31 €	5 MW
	28 €	5 MW
	15 €	5 MW
	14 €	5 MW
	11 €	5 MW

} Mittpris första buden = 33€



Incitament BSP/BRP

Example of misalignment of incentives



*Due to different balancing energy prices, there will never be one-to-one between the **activation price for BSPs** and **imbalance price for BRPs***

The relation between the different prices is unknown - and will continue to be unknown until we join the platforms

Incitament BSP/BRP

The situation may lead to design trade-offs

- Imbalance price > Product price
Incentive to keep flexibility available as BRP and manage own imbalances instead
- Product price > Imbalance price
Less incentive to actually deliver for the BSP, possibility for arbitrage profit



Konsekvenser med Min/max-metoden

What is the issue with max/min approach?

- Imbalance price would be selected as max/min of all aFRR and mFRR prices in the 15 min ISP
- May give extreme imbalance prices and high volatility due to aFRR prices. Too strong price signals based on 4 second prices?
- Highest risk of misalignment between balancing energy prices and imbalance price
- The imbalance prices may be highly divided between bidding zones or high prices may spread depending on other design choices



- aFRR prices may be very volatile and a spike may occur per 15 min ISP
- Is it necessary to somehow dampen the effect of the dynamics in aFRR price setting on the imbalance price?

Konsekvenser med VWA och "Combined"

The two other imbalance pricing options



Volume weighted average (VWA) approach

- Imbalance price will be calculated as volume weighted average (based on satisfied demand) of FRR balancing product prices in the 15 min ISP
- Cheapest imbalance price of the different approaches, which will also give the most stable imbalance price
- Gives the weakest price signal of the different approaches
- Imbalance price can be lower than price of some balancing energy products

Combined approach

- Imbalance price would be max/min of mFRR SA price, mFRR DA price and volume weighted (based on satisfied demand) aFRR prices in the 15 min ISP
- Intending to give a marginal price signal, but avoiding effects from overly high aFRR prices
- Possible to give a stronger price signal
- Imbalance price can also here be lower than price of some balancing energy products

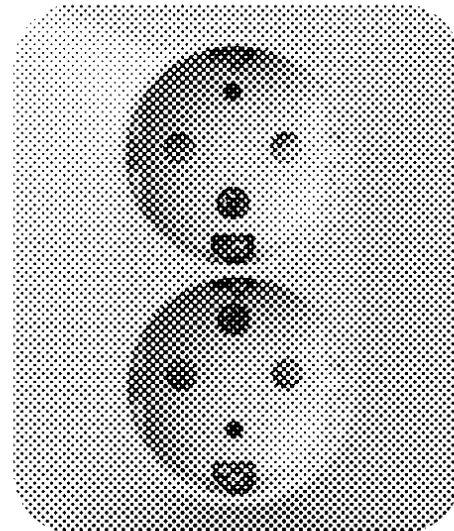
MODITY

4. Alternativ för att begränsa obalanspriset

Modity – Förslag på prismodell

Reflektioner och inspel till referensgruppen för
obalansprissättning

2026-06-18



Agenda

1. Problembilden
2. Förslag på prismodeller
3. Fördjupning
4. Önskemål
5. Diskussion

Problembilden med extrema obalanspriser

2,5–4 *MSEK*

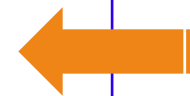
Exempel: en mindre industri på 25 MW som faller fel timme – värsta fall $\approx 2,5$ MSEK, och ≈ 4 MSEK med det nya taket. Det handlade om ren otur, inte en felaktig prognos.

- **Kan inte alltid prognostiseras bort** — väder, produktionsfel eller industristopp slår till med kort varsel.
- **Extrempriser blir ett lotteri** — svansrisken avgörs av otur snarare än skicklighet.
- **Drabbar förnybart, industri och slutkund** — och i förlängningen Sveriges konkurrenskraft.

volymviktning

1 Standard VWA

$$P_{VWA} = \frac{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA} + \sum_i V_i P_i}{V_{SA} + V_{DA} + \sum_i V_i}$$



Huvudrekommendation

2 VWA med cap på aFRR

2.1 Byggstenar

$$\bar{P}_{aFRR} = \frac{\sum_i V_i P_i}{\sum_i V_i} \quad \bar{P}_{mFRR} = \frac{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA}}{V_{SA} + V_{DA}}$$

$$s_{aFRR} = \frac{\sum_i V_i P_i}{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA} + \sum_i V_i P_i}$$

2.2 Obalanspris med cap (de två fallen)

$$P_{imb} = \begin{cases} P_{VWA} & \text{om } s_{aFRR} \leq x \quad (\text{ren VWA}) \\ x\bar{P}_{aFRR} + (1-x)\bar{P}_{mFRR} & \text{om } s_{aFRR} > x \quad (\text{aFRR cappas}) \end{cases}$$

Beteckningar

P_{imb}	Obalanspris för ISP:n
P_{VWA}	Standard volymviktat snittpris
V_{SA}, P_{SA}	Volym (satisfied demand) och pris för mFRR Scheduled Activation
V_{DA}, P_{DA}	Volym och pris för mFRR Direct Activation
i	En aFRR-cykel i ISP:n (upp till 225)
V_i, P_i	Volym och pris för aFRR-cykel i
$\bar{P}_{aFRR}, \bar{P}_{mFRR}$	Volymviktat snittpris för aFRR resp. mFRR
s_{aFRR}	aFRR:s andel av obalanspriset
x	Tak för aFRR:s andel

volymviktning

1 Standard VWA

$$P_{VWA} = \frac{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA} + \sum_i V_i P_i}{V_{SA} + V_{DA} + \sum_i V_i}$$

2 VWA med cap på aFRR

2.1 Byggstenar

$$\bar{P}_{aFRR} = \frac{\sum_i V_i P_i}{\sum_i V_i}$$

$$\bar{P}_{mFRR} = \frac{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA}}{V_{SA} + V_{DA}}$$

$$s_{aFRR} = \frac{\sum_i V_i P_i}{V_{SA}P_{SA} + V_{DA}P_{DA} + \sum_i V_i P_i}$$

2.2 Obalanspris med cap (de två fallen)

$$P_{imb} = \begin{cases} P_{VWA} & \text{om } s_{aFRR} \leq x \quad (\text{ren VWA}) \\ x\bar{P}_{aFRR} + (1-x)\bar{P}_{mFRR} & \text{om } s_{aFRR} > x \quad (\text{aFRR cappas}) \end{cases}$$

← Övergångslösning

Beteckningar

P_{imb}	Obalanspris för ISP:n
P_{VWA}	Standard volymviktat snittpris
V_{SA}, P_{SA}	Volym (satisfied demand) och pris för mFRR Scheduled Activation
V_{DA}, P_{DA}	Volym och pris för mFRR Direct Activation
i	En aFRR-cykel i ISP:n (upp till 225)
V_i, P_i	Volym och pris för aFRR-cykel i
$\bar{P}_{aFRR}, \bar{P}_{mFRR}$	Volymviktat snittpris för aFRR resp. mFRR
s_{aFRR}	aFRR:s andel av obalanspriset
x	Tak för aFRR:s andel

VWA: polluter pays men inte till extrempriser

1 Varför VWA

- Viktar aFRR/mFRR efter volym.
- Små prisspikar får litet genomslag.
- Speglar åtgärdskostnaden bättre.

2 Risken

- Obalanspris kan bli lägre än produktpris.
- BSP+BRP kan få incitament att underleverera.
- Det är ett riktat beteendeproblem.

3 Riktade åtgärder

- Straffa underleverans direkt.
- Exempel: produktpris × faktor = straff underleverans
- EB GL art. 18: uteslut vid missbruk.

Slutsats: hantera missbruk riktat — inte med dyrare obalanspris för alla BRP:er.

aFRR-cap: tillfällig ventil i tunn marknad

Förkvalificerad aFRR (MW)

Elområde	Upp	Ned
SE1	1 380	1 330
SE2	1 140	1 320
SE3	10	30
SE4	130	140



Varför behövs en ventil?

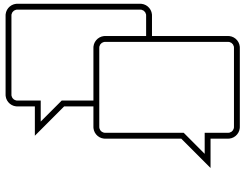
- 1 Tunn marknad**
Små volymer i SE3/SE4 gör budkurvan brant.
- 2 Hög teknisk tröskel**
Få aktörer är med eller kan snabbt gå med i aFRR.
- 3 Begränsad CZC**
Flow-based kan lämna för lite kapacitet söderut.

Princip: så lite socialisering som möjligt — bara för att kapa extremspikar under övergången.

Rek: snäv, temporär aFRR-cap som kapar extremspikar tills fler resurser finns.

Fem huvudsakliga önskemål

1. VWA som huvudmodell – volymviktning dämpar extrempiserna.
2. Temporärt aFRR-cap – begränsa genomslag tills marknaden är mer mogen.
3. Transparens – visa beräkning, metod och data.
4. Skuggkörning före go-live – ge marknaden tid att se effekterna.
5. CZC-miniminivå – överväg reserverad minimi nivå för att låta balansenergi vara överförbart mellan prisområden.



Diskussion

VATTENFALL

5. Obalanspris per budområde vs samreglerat område

Same imbalance price in uncongested area

Andreas Lindgren

Uncongested area case

Example: Current method

	SE3 Demand (MW)	SE3 BSP (MW)	SE4 Demand (MW)	SE4 BSP (MW)	Product price	Direction
aFRR run1	-5	-5	-8	-8	NaN	DOWN
aFRR run2	-2	-2	-3	-3	NaN	DOWN
aFRR run3	15	15	2	2	NaN	UP
mFRR SA	-500	-300	20	-180	-€40	DOWN
mFRR DA	0	0	0	0	NaN	NONE
VoAA					NaN	
Dom. dir. BZ	DOWN		UP			

Takeaway Today's method gives SE3 and SE4 the same price -€40

Uncongested area case

Example: Future implementation

	SE3 Demand (MW)	SE3 BSP (MW)	SE4 Demand (MW)	SE4 BSP (MW)	Product price	Direction
aFRR run1	-5	-5	-8	-8	-€200	DOWN
aFRR run2	-2	-2	-3	-3	-€150	DOWN
aFRR run3	15	15	2	2	€200	UP
mFRR SA	-500	-300	20	-180	-€40	DOWN
mFRR DA	0	0	0	0	NaN	NONE
VoAA					NaN	
Dom. dir. BZ	DOWN		UP			

Takeaway Using a VWAP approach the price is SE3 -45.7€ and SE4 200€

Uncongested area case

Takeaways from the case

Imbalance prices from the case

-€45

SE3 VWAP

€200

SE4 price

SE4 helps the system, yet can receive the highest price because aFRR is the only activation in that direction.

Why this is problematic

- **SE4 is penalised while helping**
The area reduces the system imbalance but can still receive the highest price signal.
- **Incentives are not aligned**
BRP and TSO gets different incentives with this method
- **Harder to explain externally**
A helpful area being priced highly is difficult for affected parties to understand.

STATKRAFT

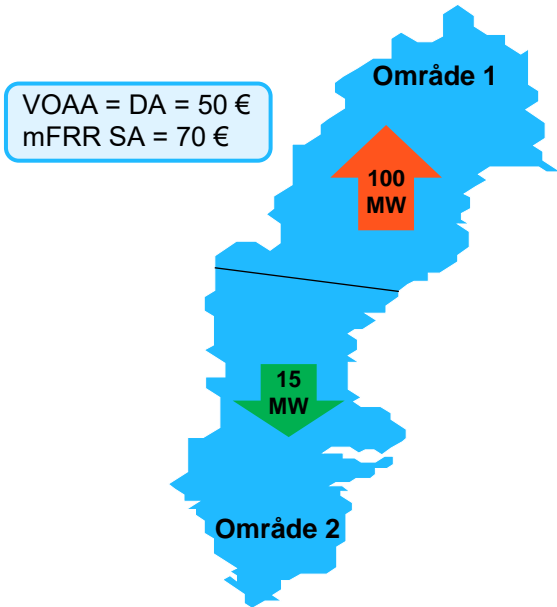
6. Incitament att flytta obalanser

Referensgrupp Obalansprissättning

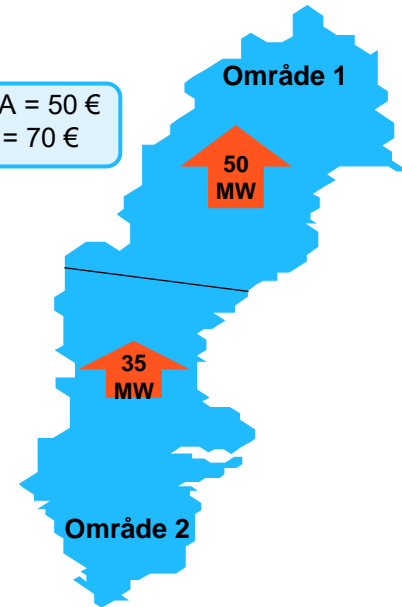
16.06.2026



Når man har ulike områder uten flaskehals vil markedsaktørene forsøke å sikre lik dominerende retning



Aktøragering i ID



Område 2 nettes og er uregulert = VOAA
Område 1 oppregulert 85 MW til mFRR SA = 70 €

Oppgjør BRP = $50 \cdot (15/4) - (100/4) \cdot 70 = -1\,563$ €

Oppgjør BSP = $(85/4) \cdot 70 = 1\,488$ €

3. Differanse = -75€

Område 2 er oppregulert 35 MW til mFRR SA = 70 €
Område 1 oppregulert 50 MW til mFRR SA = 70 €

Oppgjør BRP = $-(35/4) \cdot 70 - (50/4) \cdot 70 = -1\,488$

Oppgjør BSP = $(85/4) \cdot 70 = 1\,488$

Differanse = 0

Statkraft

7. Nationella randvillkor

8. VoAA

SVENSKA KRAFTNÄT

Obalansprissättning Nationella villkor / VoAA

260616

Nationella randvillkor

Incitamentskomponenten skall användas för att uppfylla de nationella randvillkoren. Detta betyder att vi kan för uppreglering höja och för nedreglering sänka obalanspriset för att incitamentent per elområde skall stämma.

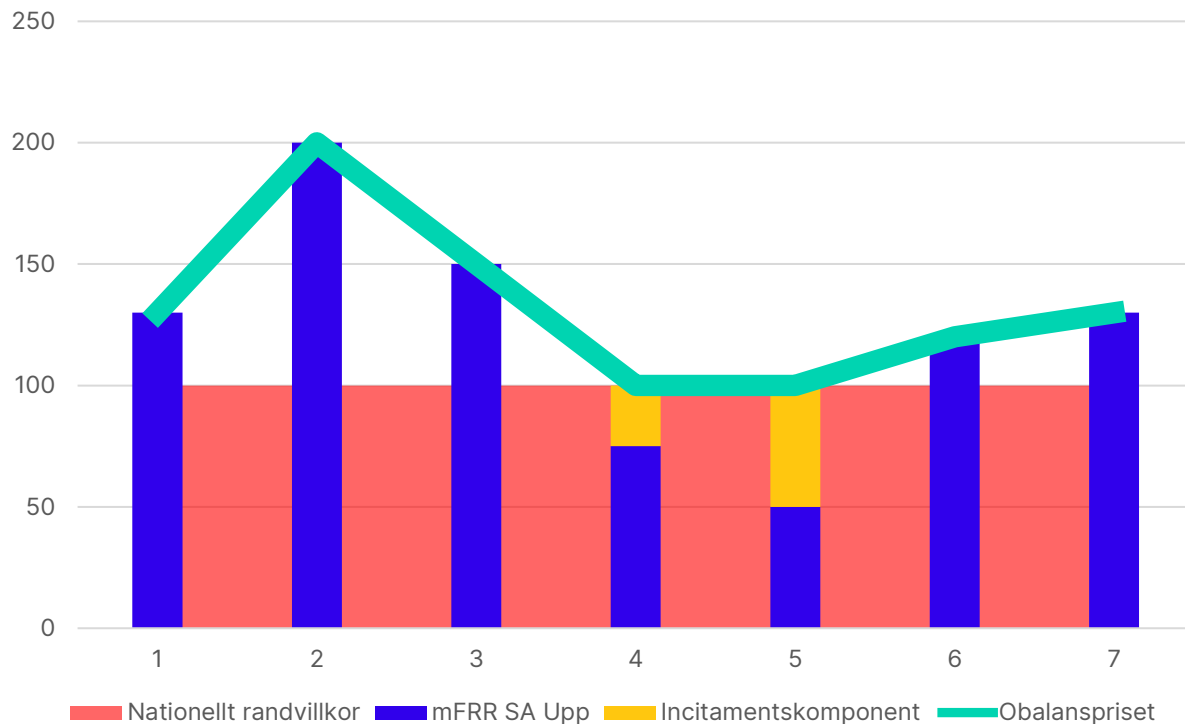
Vilken nivå man höjer/sänker till är däremot fritt och man kan basera detta på olika källor beroende vilket incitement det är man vill trycka på.

Dagen före-priset (anses likvidmarknadsgrund att referera till)

Intraday-index (anses kanske bättre reflektera kostnader nära i tid)

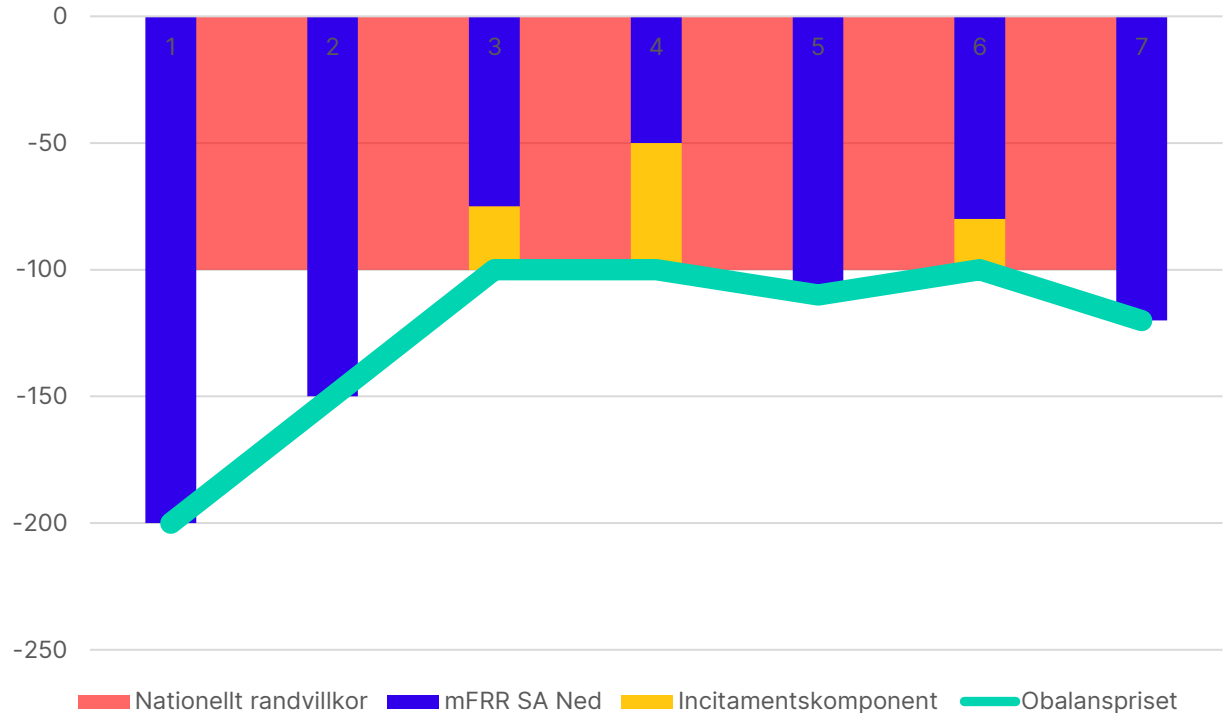
Nationella randvillkor Upp

Exempel här till höger så ser vi att **mFRR SA upp** priset blir justerat med ett incitamentskomponent för att inte **obalanspriset** skall gå **under** detta då systemet är **upprelgerat**.



Nationella randvillkor Ned

Exempel här till höger så ser vi att **mFRR SA ned** priset blir justerat med ett incitamentskomponent för att inte **obalanspriset** skall gå **över** detta då systemet är **nedrelgerat**.



Nationella randvillkor

Om Dagen före-priset anses användas så anser detta ge en neutral prissignal i förhållande till den större handeln gjord dagen före och till slutkunderna som har kvartpriser.

Intradag-index anses istället bättre reflektera den kostnaden som BRP tar på sig för att handla sig i balans närmare inpå drifttimmen.

Balansenergi-priser anses i sin tur reflektera energikostnader i realtid och då kostnaden för balansering. Om detta förslag används så kan incitamentskomponenten förslagvis inte användas alls.

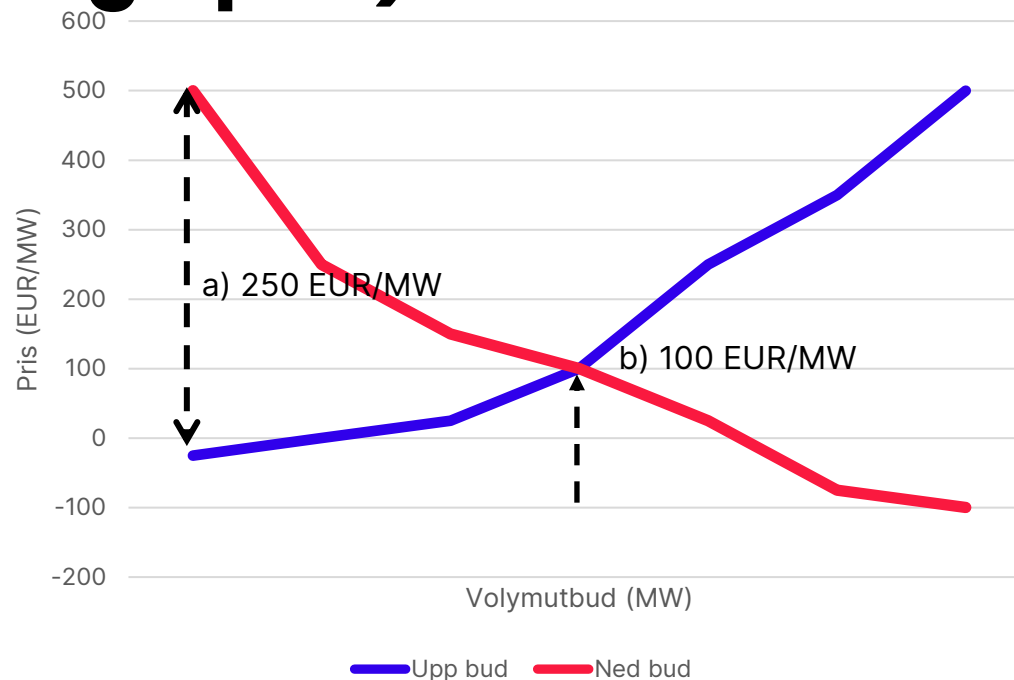
VoAA (balansenergi-pris)

Value of Avoided Activation (VoAA) är värdet som skall reflektera då ingen aktivering krävts.

Två olika alternativ för mittpunkt:

- a) medelvärdet av det billigaste uppregleringsbudet och det dyrast nedregleringsbudet.
- b) Beräkna mittpunkt vid nollbehov i alla elområden.

*mFRR eller aFRR bud.



VoAA (mFRR SA)

Ett annat alternativ är att sätta
VoAA = mFRR SA

Detta ger ett beteende likt
samreglerat område då även
nettade elområden får mFRR SA
priset. Detta gäller dock främst
under MARI (innan PICASSO).

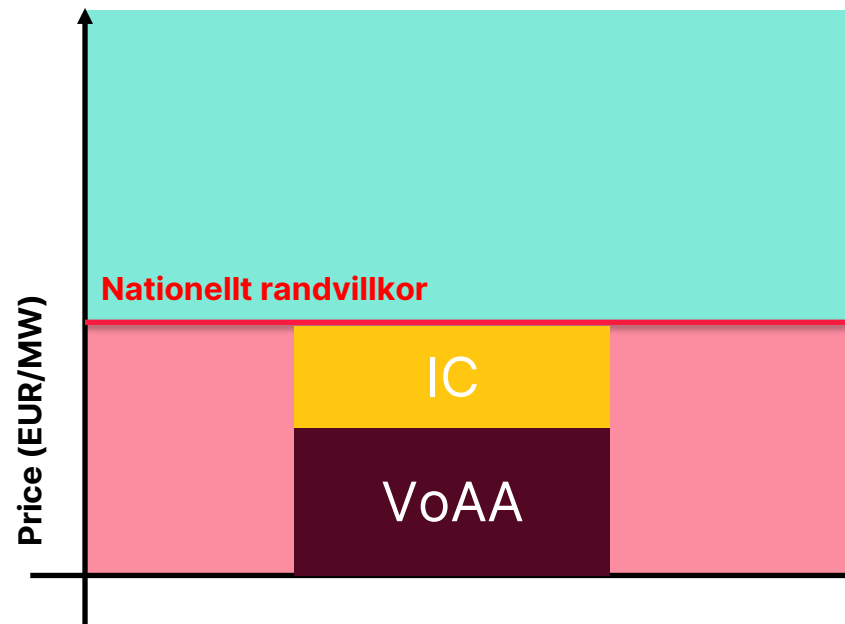
Chansen för att bli nettad hela
kvarten begränsad då PICASSO
går live då antalet aktiveringar
ökar drastiskt under en kvart.

VoAA kommer ej appliceras om
det finns minst ett enda
aFRR pris i motsatt riktning till
mFRR SA.

VoAA (nationella randvillkor)

Oavsett vilken metod man har för att beräkna VoAA så tar de nationella randvillkoren ofta över då man applicerar VoAA.

Så appliceras de nationella randvillkoren så justeras då VoAA priset till det villkor man siktar på via incitamentskomponenten: t.ex. Dagen före-priset.

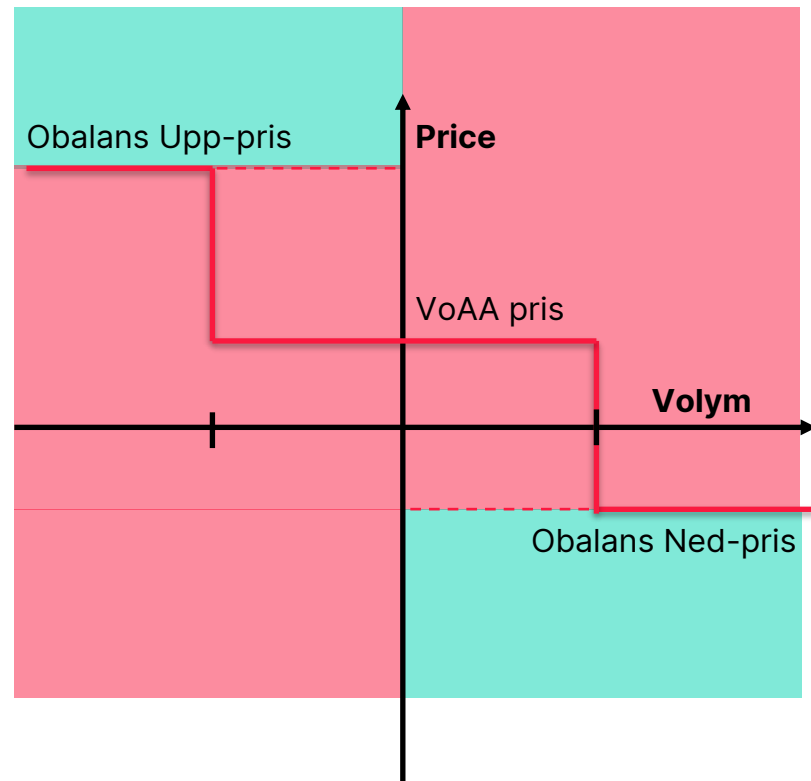


9. Dödband i obalans- prissättning

Deadband (VoAA)

Enligt ISHM så skall FRR-priser i samma riktning som dominerande riktningen sätta priset. Endast nollbehov applicerar VoAA. 1MW mer eller mindre ger då upp eller nedregleringspriser vilket kan ge abrupta hopp i pris vid små skillnader i obalans.

För att få en bredare applikation av VoAA så skulle ett dödband kunna appliceras för att ge ett "nästan" balanserat elområden VoAA priser.

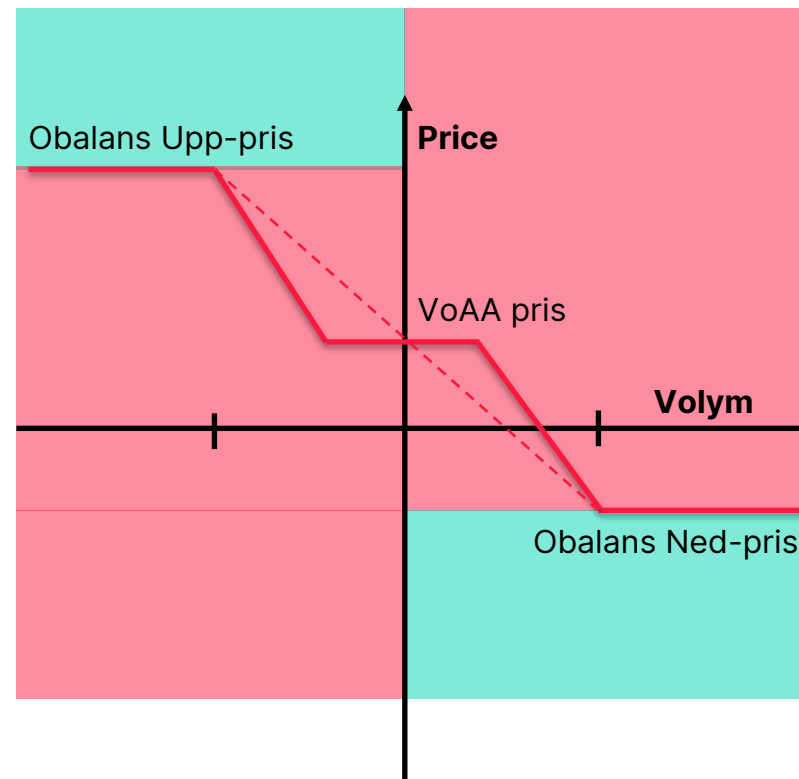


Deadband (VoAA)

Men har man strikta nivåer så kan 1MW mer eller mindre fortfarande skapa hopp i priser mellan VoAA eller upp/ned pris.

För att få en mjukare "övergång" kan andra varianter av deadband användas så som linjär övergång med eller utan en platt VoAA zon i mitten.

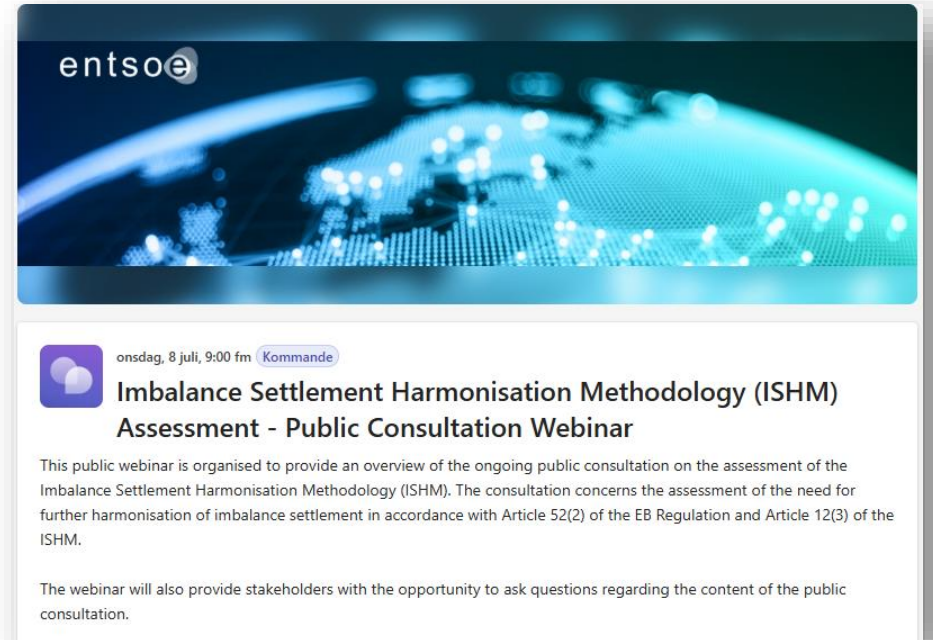
Detta är inte i linje med metoden då man går utanför EBGLs randvillkor som är VWAP för upp/ned priser.



10. Övrigt och avslut

Assesment ISHM

- Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) Assessment - European Network of Transmission System Operators for Electricity - Citizen Space
- Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) Assessment - Public Consultation Webinar



The image shows a Facebook event page for 'entsoe'. The header features the entsoe logo and a blue-tinted background image of a globe with glowing data points. The event title is 'Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM) Assessment - Public Consultation Webinar', scheduled for Wednesday, July 8th at 9:00 AM. The description states that the webinar is organized to provide an overview of the ongoing public consultation on the assessment of the Imbalance Settlement Harmonisation Methodology (ISHM). It mentions that the consultation concerns the assessment of the need for further harmonisation of imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the EB Regulation and Article 12(3) of the ISHM. The webinar will also provide stakeholders with the opportunity to ask questions regarding the content of the public consultation.

Fortsatt arbete och kommande möten

- 25 augusti fysiskt möte
 - Närheten av Stockholm Central
 - Ca 9-15
- Förslag på ny obalansprissättning presenteras och inspel tas emot



Tack!

