

SVENSKA KRAFTNÄT

Diskussionsunderlag: obalansprissättning vid anslutning till PICASSO

Augusti 2026

Vision

Svenska kraftnät vill att obalanspriset skall reflektera ett elområdes obalans och de kostnader TSO:n har haft för att balansera elområdet.

Samtidigt vill Svenska kraftnät att BRP skall ha incitement att vara i balans per elområde.

Målsättning med obalansprissättningen

- Ge marknaden kostnadsriktiga prissignaler samtidigt som effekterna av tillfälliga prisspikar dämpas
- Minska prissvängningar genom att ta hänsyn till behov och FRR-priser som speglar hela kvarten
- Ta hänsyn till relevanta FRR-priser från det samreglerade området
- Låta obalanspriserna spegla realtidsvärdet av energi på balansmarknaderna
- Ge incitament att handla sig i balans på intradagmarknaden
- Sträva efter en kostnadsneutral obalansprissättning för TSO:n

Designval

1. Metod för obalansprisberäkning

- Volymviktat medelpris, min/max eller kombination

2. Value of Avoided Activation

- Hur ska obalanspriset beräknas i situationer där ingen aktivering gjorts?
(Om ett elområde inte har haft något behov av balansering (oreglerat) eller dess behov har nettats)

3. Nationella randvillkor

- Ska obalanspriset kopplas till annan marknad?

1. Metod

Metod för obalansprisberäkning

Grundmetod: volymviktat medelpris av mFRR SA, mFRR DA- och aFRR-priser.

Motivering:

- Volymviktat medelpris (VWA) av balansenergiprodukterna ger kostnadstäckning för TSO:n för de aktiveringar som har gjorts. (I de fall när alla aktiveringar är i samma reglerriktning. Inget av alternativen* innebär kostnadstäckning vid reglering i båda riktningarna)
- Svagast prissignal av de olika alternativen* och störst dämpande effekt av extrema FRR-priser/prisspikar. Bedöms ge tillräckligt stark prissignal till en början vid uppstart av den nya aFRR EAM.
- Ger mest stabila obalanspriser av de olika alternativen*.

*Alternativen i linje med ISHM: volymviktat medel, min/max eller en kombination av dessa

Observera att materialet är framtaget som diskussionsunderlag och inget slutligt förslag för obalansprissättning är beslutat.

Beräkning av VWA i enlighet med ISHM*

Enligt metoden för beräkning av obalanspris (ISHM) måste följande uppfyllas för att FRR-priserna ska tas med i beräkningen av ett elområdes obalanspris:

- Elområdets dominerande riktning ska vara densamma som aktiveringsriktningen

och

- Elområdet ska ha ett behov i samma riktning som aktiveringen

Priser och volymer som inte uppfyller detta utelämnas från beräkningen av obalanspris.

Exempel 1: VWA enligt ISHM

Bidding zone		Volume weighted average
		LOCAL
Imbalance price	A	135 €
	B	-200 €
	C	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	10	10	0	120 €	UP
aFRR run2	10	10	0	150 €	UP
aFRR run3	-10	-10	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	100	-100	0	100 €	NONE
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
Net Reg (MWh)	26	-24	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA	UP				

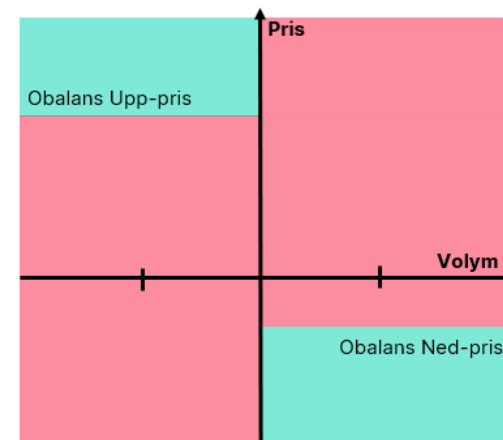
Enligt ISHM ska enbart volymer och priser för aktiveringar där elområdets dominerande riktning **och** elområdets behov matchar aktiveringsriktningen inkluderas i beräkningen av obalanspriset. Se de röda och gröna rutorna i bilden ovan.

I exemplet beräknas obalanspriset baserat på ett fåtal aFRR-priser (run1 och run2 för elområde A och run3 för elområde B). Se de gröna rutorna i bilden.

*Imbalance Settlement Harmonisation Methodology utifrån artikel 52(2) i Electricity Balancing Guideline (EBGL)

Negativa effekter med VWA

- En liten aktivering (liten volym) kan få ett stort genomslag i obalanspriset.
 - Bara FRR-priser för behov där en faktisk aktivering gjorts inkluderas i beräkningen av volymviktat medel (för det elområde som haft reglerbehov i aktiveringsriktningen). För behov som nettas mot andra elområdens behov räknas inte priset med. Obalansprissättningen för en hel avräkningsperiod (ISP) kan baseras på priser från ett fåtal aFRR-optimeringscykler eller en sent aktiverad direktaktivering, vilket inte är representativt för hela ISP:n.
- I situationer där elområdet befinner sig nära balans kan små förändringar i obalansen ge upphov till relativt stora variationer i obalanspriset, vilket riskerar att skapa otydliga och svårförutsägbara prissignaler.
 - Se exempel i bilden till höger. Det gröna området illustrerar tillåtet intervall för obalanspriset.



Justerad VWA-beräkning

För att mitigera de negativa effekterna av volymviktat medelpris har alternativ utvärderats som tar med fler volymer och tillhörande FRR-priser i beräkningen.

Ett sätt att göra detta är att inkludera samtliga volymer och priser där ett elområde haft ett behov, oavsett behovets riktning och eventuell nettning.

Elområden som har varit samreglerade inom mFRR eller aFRR har samma pris från dessa clearingar. Genom att använda samtliga volymer och priser där ett elområde har haft reglerbehov är denna prissättning lik dagens prissättning per "uncongested area".

Exempel 2: Samtliga volymer och FRR-priser

Bidding zone	Volume weighted average	All volumes and prices
	LOCAL	LOCAL
Imbalance price		
A	135 €	93 €
B	-200 €	93 €
C	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	10	10	0	120 €	UP
aFRR run2	10	10	0	150 €	UP
aFRR run3	-10	-10	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	100	-100	0	100 €	NONE
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
			0		
Net Reg (MWh)	26	-24	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Exempel 2 visar hur obalanspriset påverkas om samtliga volymer och priser inkluderas i beräkningen. Se den gröna rutan.

Med VWA sätts obalanspriset av ett fåtal aFRR-priser (run1 och run2 för elområde A och run3 för elområde B, se även exempel 1). Om samtliga volymer inkluderas är det den största volymen, i detta fall mFRR-behovet, som får störst påverkan på obalanspriset trots att detta behov i exemplet har tillgodosetts genom nettning.

Elområde A och B har varit samreglerade i samtliga clearings (mFRR SA och aFRR run1, 2 och 3). De har dessutom haft exakt samma behov av aFRR efter att deras mFRR-behov har nettats. I beräkningen som använder samtliga priser och volymer blir obalanspriset detsamma i elområde A och B.

Justerad VWA-beräkning forts.

En beräkning som tar med samtliga behov och FRR-priser resulterar i en gradvis ändring i obalanspriset som speglar balanssituationen för hela avräkningsperioden (ISP). Det innebär en mjukare övergång när behoven av balansering är små (nära noll).

I en ISP där balanseringsbehovet har förändrats och kanske till och med bytt riktning skapas prissignaler i olika riktning från de olika aktiveringarna.

I beräkningen som tar med samtliga behov och FRR-priser kan upp- och nedregleringspriser från de olika clearingarna "ta ut" varandra och obalanspriset ger då en mer neutral prissignal.

Exempel 3: Gradvis övergång vid förändrade balanseringsbehov

I detta exempel har behovet av balansenergi i elområde A gått från positivt i mFRR SA, aFRR run1 och aFRR run2 till negativt i aFRR run3. I beräkningen som tar med samtliga behov och FRR-priser får det förändrade balanseringsbehovet genomslag och obalanspriset blir lägre i elområde A jämfört med priset från VWA-beräkningen.

Bidding zone		Volume weighted average	All volumes and prices
		LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	156 €	83 €
	B	-110 €	87 €
	C	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-25	0	250 €	UP
aFRR run2	-50	-25	0	-100 €	DOWN
aFRR run3	-100	-25	0	-120 €	DOWN
mFRR SA	100	-50	0	125 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	30 €	40 €	120 €	75 €	
Net Reg (MWh)	21	-19	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Om nedregleringsbehovet i elområde A fortsätter in i följande ISP blir prisförändringen mindre i alternativet med samtliga behov och FRR-priser än med VWA.

I detta exempel är prisförändringen i elområde A 83 EUR/MWh → -128 EUR/MWh istället för 156 EUR/MWh → -128 EUR/MWh (VWA).

Bidding zone		Volume weighted average	All volumes and prices
		LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	-128 €	-128 €
	B	-119 €	-119 €
	C	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	-50	-25	0	-120 €	DOWN
aFRR run2	-50	-25	0	-150 €	DOWN
aFRR run3	-50	-25	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	-50	-50	0	-100 €	DOWN
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
Net Reg (MWh)	-25	-19	0		
Dom direction BZ	DOWN	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		DOWN			

Negativa effekter av att använda samtliga volymer och priser

Det faktum att modellen använder priser som representerar ett netto uppregleringsbehov för lokala nedregleringsbehov ger icke önskvärda effekter på obalanspriset. Denna modell riskerar då ge ett obalanspris som inte reflekterar obalansen i elområdet och ger incitament till att öka de lokala obalanserna, vilket går emot Svenska kraftnäts balanseringsfilosofi.

Exempel 4: Negativa effekter av att använda samtliga volymer och FRR-priser

Bidding zone		Volume weighted average	All volumes and prices
		LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	113 €	70 €
	B	-75 €	95 €
	C	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-50	0	150 €	UP
aFRR run2	0	-10	0	-50 €	DOWN
aFRR run3	-100	-10	0	-100 €	DOWN
mFRR SA	100	-50	0	100 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
Net Reg (MWh)	25	-18	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA	UP				

I detta exempel har elområde B haft nedregleringsbehov som till stor del har nettats mot de större uppregleringsbehoven i elområde A. Eftersom elområde B:s nedreglerings-behov har varit som störst i de clearingar där aktiveringsriktningen är upp (mFRR SA och aFRR run1) är det "uppregleringspriserna" som får störst påverkan på obalanspriset i elområde B. Trots att dominerande riktning i elområde B har varit ned får elområde B ett högt obalanspris, till och med högre än elområde A. Detta ger en felaktig signal om att elområdet skulle haft behov av uppreglering.

Vidareutvecklat alternativ

Svenska kraftnät bedömer att det finns stora fördelar med att inkludera samtliga volymer (behov) i beräkningen av obalanspris då detta ger en bättre representation av ett områdes balanssituation över en hel ISP. För att undvika de negativa effekterna av att inkludera samtliga FRR-priser justeras modellen enligt följande.

Modell:

Volymer: samtliga volymer tas med (satisfied demands i elområdet)

Priser:

- Om elområdets behov (per enskild FRR-aktivering) matchar aktiveringsriktningen används mFRR- respektive aFRR-priset (clearingpris)
- Om elområdets behov (per enskild FRR-aktivering) **inte** matchar aktiveringsriktningen används priset för **VoAA**

OBS! Alternativet uppfyller inte ISH-metoden och kräver därför att undantag godkänns av Energimarknadsinspektionen. Syftet med att tillämpa VoAA på detta sätt i modellen är att säkerställa ett mer relevant och ekonomiskt effektivt obalanspris. Alternativ för beräkning av VoAA beskrivs senare i materialet under rubriken 2. VoAA.

Exempel 5: FRR-pris eller VoAA

Denna beräkning av obalanspris använder mFRR-respektive aFRR-priser (clearingpriser) om områdets behov har varit i aktiveringsriktningen i den aktuella clearingen.

Annars används VoAA.

I detta exempel innebär det att följande priser och volymer används för beräkning av obalanspriset i elområde A respektive B:

	Elområde A: Priser som används i obalansprisberäkningen	Elområde B: Priser som används i obalansprisberäkningen
aFRR run1	aFRR run1	VoAA
aFRR run2	(inget behov)	aFRR run2
aFRR run3	aFRR run3	aFRR run3
mFRR SA	mFRR SA	VoAA

		Volume weighted average	All volumes and prices	All volumes, VoAA
Bidding zone		LOCAL	LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	113 €	70 €	70 €
	B	-75 €	95 €	61 €
	C	75 €	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-50	0	150 €	UP
aFRR run2	0	-10	0	-50 €	DOWN
aFRR run3	-100	-10	0	-100 €	DOWN
mFRR SA	100	-50	0	100 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
			0		
Net Reg (MWh)	25	-18	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		UP			

Eftersom elområde A har haft behov i samma riktning som aktiveringsringriktningen i samtliga clearingar (utom aFRR run2 där behovet är noll) får A samma obalanspris som med beräkningen som tar med samtliga volymer och priser.

I elområde B tar införandet av VoAA-priser bort effekten av FRR-priser från de clearingar där elområdets behov har varit stort i motsatt riktning till aktiveringsriktningen (mFRR SA och aFRR run1). Där används istället ett mer neutralt VoAA-pris.

Exempel 6: Netting av behov mFRR

I en situation med relativt stora behov av mFRR, men där behoven kan nettas mellan områden, prissätts de nettade volymerna till VoAA i obalansprisberäkningen. Det får effekten att obalanspriset blir nära VoAA, som ska representera ett neutralt pris.

Imbalance price	Bidding zone	Volume weighted average	All volumes and prices	All volumes, VoAA
		LOCAL	LOCAL	LOCAL
A		135 €	93 €	70 €
B		-200 €	93 €	70 €
C		75 €	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	10	10	0	120 €	UP
aFRR run2	10	10	0	150 €	UP
aFRR run3	-10	-10	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	100	-100	0	100 €	NONE
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
Net Reg (MWh)	26	-24	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA	UP				

Exempel 7: Netting av behov mFRR och aFRR

Om ett områdes behov blir nettade i samtliga clearings kommer VoAA att ersätta samtliga clearingpris i beräkningen av obalanspriset. Obalanspriset blir alltså VoAA.

Om området har haft behov i aktiveringsriktningen i en eller ett fåtal clearings påverkar dessa obalanspriset. VoAA kan ses som den neutrala utgångspunkten för obalanspriset från vilken uppreglering höjer obalanspriset och nedreglering sänker obalanspriset.

I exemplet nedan ger beräkningen med VoAA-priser område B, som haft nedregleringsbehov, ett obalanspris som är lägre än VoAA. Med beräkningen med samtliga volymer och clearingpriser får område B istället ett obalanspris som är högre än VoAA.

Imbalance price	Bidding zone	Volume weighted average	All volumes and prices	All volumes, VoAA
		LOCAL	LOCAL	LOCAL
A		102 €	82 €	82 €
B		-100 €	78 €	56 €
C		75 €	75 €	75 €

Insert volumes and prices here:					
	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-25	0	120 €	UP
aFRR run2	50	-25	0	80 €	UP
aFRR run3	-50	-25	0	-100 €	DOWN
mFRR SA	100	-50	0	100 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	75 €	75 €	0 €	75 €	
Net Reg (MWh)	33	-19	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA	UP				

Exempel 8: Ett elområde nära balans

För elområden som är nära att vara balanserade riskerar enligt grundmetoden (vanligt VWA) att få ett högt upp eller nedregleringspris (beroende på vilken sida av noll som dess nettoobalans under kvarten hamnar på).

Det vidareutvecklade alternativet ger istället en mer kostnadsriktig prissignal då elområdet varit nära balans, då obalanspriset hamnar närmare VoAA-priset.

I detta exempel har elområde A haft behov i samma riktning som aktiveringsringriktningen i samtliga clearingar. För elområde A skiljer inte obalanspriset mellan beräkningen som tar med samtliga volymer och priser och beräkningen som använder VoAA-priser.

I elområde B tar införandet av VoAA-priser bort effekten av FRR-priser från de clearingar där elområdets behov har varit i motsatt riktning till aktiveringsriktningen. Där används istället ett mer neutralt VoAA-pris. Införandet av VoAA-priser förstärker även att prissignalen för elområde B speglar nettobehovet. När nettobehovet i elområde B är nedreglering blir obalanspriset lägre än VoAA och när nettobehovet är uppreglering blir obalanspriset högre än VoAA i detta exempel.

Särskilt tydlig blir skillnaden jämfört med beräkningen av VWA, där obalanspriset hoppar från -200 EUR/MWh till 150 EUR/MWh vid ytterst små skillnader i nettobehov för elområdet.

	Bidding zone	Volume weighted average	All volumes and prices	All volumes, VoAA
		LOCAL	LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	164 €	128 €	128 €
	B	-200 €	118 €	84 €
	C	100 €	100 €	100 €

Insert volumes and prices here:

	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	5	0	220 €	UP
aFRR run2	50	5	0	140 €	UP
aFRR run3	-50	-5	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	100	-10	0	150 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	30 €	40 €	120 €	100 €	
Net Reg (MWh)	33	-2	0		
Dom direction BZ	UP	DOWN	UNREG		
Dom direction UA		UP			

	Bidding zone	Volume weighted average	All volumes and prices	All volumes, VoAA
		LOCAL	LOCAL	LOCAL
Imbalance price	A	164 €	128 €	128 €
	B	150 €	72 €	123 €
	C	100 €	100 €	100 €

Insert volumes and prices here:

	Satisfied Volume A (MW)	Satisfied Volume B (MW)	Satisfied Volume C (MW)	Product price (€/MWh)	Activation direction
aFRR run1	100	-5	0	220 €	UP
aFRR run2	50	-15	0	140 €	UP
aFRR run3	-50	15	0	-200 €	DOWN
mFRR SA	100	10	0	150 €	UP
mFRR DA up	0	0	0	0 €	NONE
mFRR DA down	0	0	0	0 €	NONE
VoAA	30 €	40 €	120 €	100 €	
Net Reg (MWh)	33	2	0		
Dom direction BZ	UP	UP	UNREG		
Dom direction UA		UP			

2. VoAA

Value of Avoided Activation

I Svenska kraftnäts förslag till obalansprissättning behöver ett VoAA-värde beräknas för samtliga aktiveringscykler för både mFRR och aFRR.

Svenska kraftnät anser att VoAA skall representera ett neutralt pris då ingen aktivering krävs för ett elområde, en "mittpunkt" mellan priset för uppreglering och nedreglering. Det kan beräknas eller väljas på olika sätt, till exempel:

- Mittpris av första upp- och ned-bud
 - En enkel beräkning av VoAA är att ta mittpris (medel) av första upp- och ned-regleringsbud, per elområde. Detta ger dock inte alltid ett neutralt VoAA då priser på upp- och ned-regleringsbud kan överlappa när dagen före-priset tas bort som golv och tak för bud-priserna.
- mFRR SA
 - Enligt ISHM ska VoAA baseras på budpriser och därför skulle mFRR SA-priset kunna användas. Svenska kraftnät anser inte att detta representerar ett neutralt pris.
- Beräkning enligt MARI- och PICASSO-algoritmerna där samtliga BSP-bud och överföringskapaciteter inkluderas, men samtliga TSO-behov sätts till noll.
 - Detta är Svenska kraftnäts förslag till VoAA-beräkning. Mer utförlig beskrivning finns på nästa sida.

VoAA – Förslag

Förslag: VoAA beräknas enligt MARI- och PICASSO-algoritmerna där samtliga tillgängliga BSP-bud och överföringskapaciteter inkluderas, men samtliga TSO-behov sätts till noll.

Motivering:

Svenska kraftnät anser att det mest korrekta sättet att bestämma VoAA per elområde är att använda det pris som balanseringsplattformarna hade producerat i en situation där systemet var perfekt balanserat. För att åstadkomma detta behöver man ta hänsyn till det samreglerade området genom att använda samtliga tillgängliga bud och överföringskapaciteter. Beräkningen behöver göras separat för varje aktiveringscykel eftersom (1) MARI och PICASSO har olika budlistor och (2) överföringskapaciteterna kan skilja åt för varje aktiveringscykel vilket resulterar i olika samreglerade områden.

Målsättningen är att beräkningen ska resultera i att alla uppregleringspriser kommer att vara högre än VoAA och alla nedregleringspriser kommer att vara lägre (per produkt och aktiveringscykel). VoAA kan då ses som en neutral prissignal till marknaden.

VoAA – Tillämpning

- **VoAA vid nettade behov**

Enligt Svenska kraftnäts förslag till obalansprisberäkning används VoAA-priset för de aktiveringscykler som har blivit nettade (se exempel 6 och 7). Detta VoAA-pris volymviktas mot behoven i de olika aktiveringscyklerna inom ISP:n. Om ett elområdes behov i samtliga aktiveringscykler under en ISP har nettats används VoAA för respektive aktiveringscykel och volymviktas till ett obalanspris (se exempel 7).

- **VoAA för balanserade ISP**

Om ett elområdes behov i samtliga aktiveringscykler inom en ISP skulle vara noll är elområdet balanserat under en hel ISP. Sannolikheten att detta ska inträffa bedöms väldigt låg.

Vid ett sådant tillfälle saknas volymer från de olika aktiveringscyklerna att vikta cyklernas VoAA emot. VoAA beräknas då till:

medelvärde av: VoAA från mFRR SA och medelvärde av VoAA från samtliga aFRR aktiveringscykler.

Exempel på VoAA-beräkning

BSP buden som prismässigt överlappar kan matchas emot varandra i ett samreglerat område. Vid noll-behov kan då en mittpunkt för VoAA beräknas för vardera elområde.

Detta tar hänsyn till överförings-kapaciteterna och skapar marknadsmässigt träffsäker VoAA jämfört med att endast använda mitt-pris metoden per elområde.

Beräknad mittpunkt är medelvärde av priserna på det högsta matchade uppregeringsbudet och lägsta matchade nedregleringsbudet.

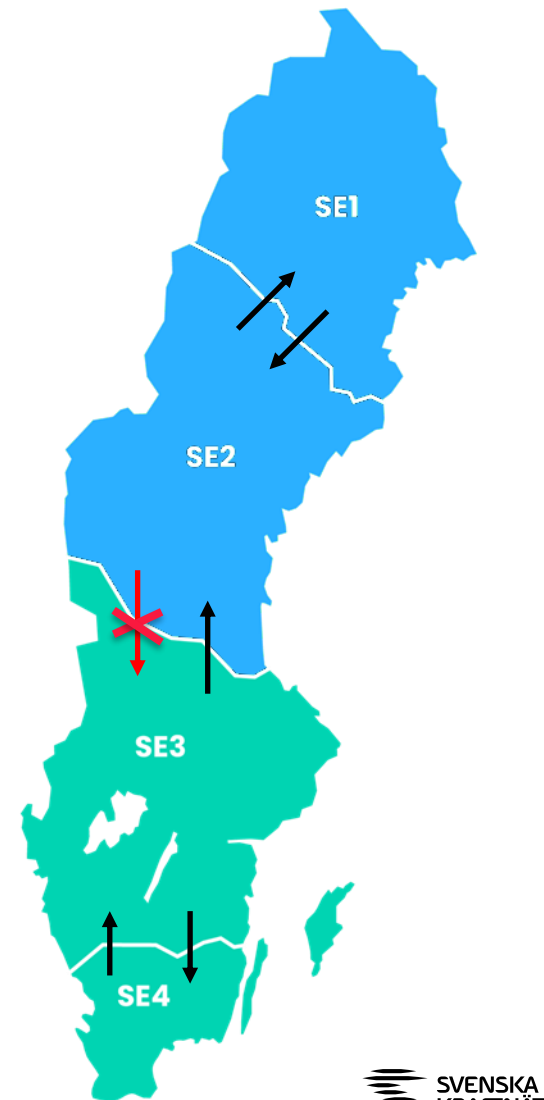
(EUR/MWh)	Mittpris	Beräknad mittpunkt
SE1	5,27	6,8
SE2	11,55	6,8
SE3	57,7	82,55
SE4	96,1	82,55

Budlista

SE1/SE2	Pris	Volym	SUM	BZ
Upp	8,2	12	29	SE1
	5,6	10	17	SE2
	3,25	5	7	SE1
	2,54	2	2	SE1
Ned	17,5	4	4	SE2
	15,0	3	7	SE2
	8,0	10	17	SE1
	5,81	6	23	SE2

Budlista

SE3/SE4	Pris	Volym	SUM	BZ
Upp	102,0	7	16	SE4
	80,0	4	9	SE3
	78,3	3	4	SE3
	65,2	1	1	SE3
Ned	90,2	8	8	SE4
	85,1	1	9	SE4
	50,2	2	11	SE3
	44,3	6	17	SE4



3. Nationella randvillkor

Nationella randvillkor

Förslag: Svenska kraftnät föreslår att **inte** tillämpa några nationella randvillkor.

Alltså föreslås ingen ytterligare komponent utifrån ISHM artikel 9(6b) (incitamentskomponent).

Motivering:

- Ge incitament till att handla sig i balans

För att säkerställa en effektiv drift av kraftsystemet och en kostnadseffektiv balansering är det önskvärt att de balansansvariga agerar för att hålla sig i balans. Detta har tidigare säkerställts genom att dagen före-marknaden har använts som referensmarknad för att sätta tak och golv för obalanspriset. Svenska kraftnät anser dock att intradagpriser ger ännu starkare incitament att handla sig i balans närmare realtid. Om obalanspriset speglar intradagspriserna och marknadsaktörerna anpassar sitt agerande därefter så minskar behovet av aktiveringar av balansenergi under drift.

En koppling till intradagpriserna kan uppnås även utan nationella randvillkor. Eftersom FRR-budgivningen förväntas följa prisutvecklingen på intradagmarknaden kommer intradagpriset indirekt att avspeglas i FRR-priserna och därmed även i obalanspriset. För marknadsaktörer som önskar förutsägbarhet finns möjlighet att följa intradagpriset som en indikator på den förväntade nivån på obalanspriset.

Nationella randvillkor, forts.

Motivering, fortsättning:

- Spegla realtidsvärdet på energin

Enligt gällande regelverk ska obalanspriset spegla energins realtidsvärde. FRR-priser baseras på budpriser från balansmarknaderna, vilka kan uppdateras kontinuerligt fram till respektive marknads Gate Closure Time (GCT). Dessa priser bör därför ge en god representation av energins realtidsvärde.

- Kostnadsneutralitet för TSO:n

Obalanspriset speglar TSO:ns faktiska balanseringskostnader på ett bättre sätt utan införandet av nationella randvillkor. Ett införande av nationella randvillkor innebär att TSO-neutraliteten påverkas positivt eller negativt i de ISP:er där obalanspriset justeras.

