

Månadsrapport aFRR – juni – augusti

Sammanfattning

Under juni och juli sjönk månadsmedelpriserna för aFRR upp jämfört med maj, men i augusti vände trenden och priserna ökade något. Det genomsnittliga priset uppgick till cirka 12,5 EUR/MW i SE1 och SE2, medan genomsnittspriserna i södra Sverige låg på 16,4 EUR/MW i SE3 och 16,3 EUR/MW i SE4.

För aFRR ned noterades sommarens högsta månadsmedelpris i juni, med nivåer mellan 25 och 27 EUR/MW inom Sverige. Därefter sjönk priserna och låg i augusti på mellan 15 och 18 EUR/MW.

Timpriset på aFRR upp har under sommaren varit mer volatilt i början av perioden för att sedan bli något mer stabilt, med färre och lägre pristoppar i södra Sverige. Periodens högsta timpris noterades i SE4 den 3 juni, timme 22, då priset uppgick till 137,76 EUR/MW. Det högsta timpriset för aFRR ned registrerades den 2 juni, timme 8, då priset i samtliga svenska budområden var 83,48 EUR/MW.

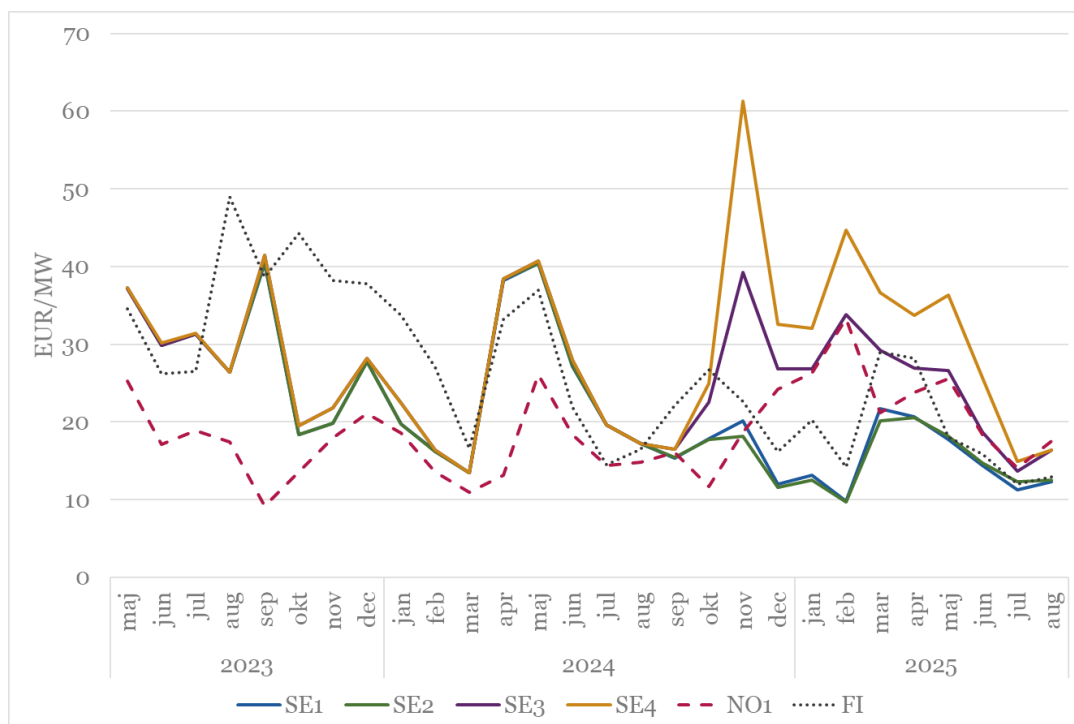
Efter implementeringen av mFRR EAM har volymkravet för aFRR successivt trappats ned. Den 1 juli sänktes det nordiska volymkravet ytterligare, denna gång enbart avseende aFRR upp.

I slutet av rapporten finns ett avsnitt med bakgrundsinformation om den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR.

Pris – månadsmedel

I detta avsnitt presenteras månadsmedelpriser på den gemensamma nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR. Efter respektive graf kommenteras utfallet.

Figur 1: aFRR upp månadsmedelpris¹ för alla budområden i Sverige, NO1 och FI².



Månadsmedelpriset för aFRR upp minskade i samtliga områden under juni och juli, för att därefter uppvisa en svag ökning i augusti. I många områden var spotpriserna på el förhållandevis låga i juni, vilket bidrog till att pressa ned alternativkostnaden för att tillhandahålla uppregleringskapacitet.

Produktionsnivån i juni var på årslägst, både vad avser vattenkraftproduktionen och den totala elproduktionen i Norden, vilket medförde ett relativt stort utrymme för uppreglering. Juli var mindre blåsig än juni, vilket bidrog till högre spotpriser i majoriteten av områden som utgör marknaden.³ Trots detta steg inte priserna på uppregleringskapacitet. En möjlig förklaring är den minskade upphandlingsvolymen av aFRR upp från och med den 1 juli, då den nordiska

¹ Avser rakt månadsmedel

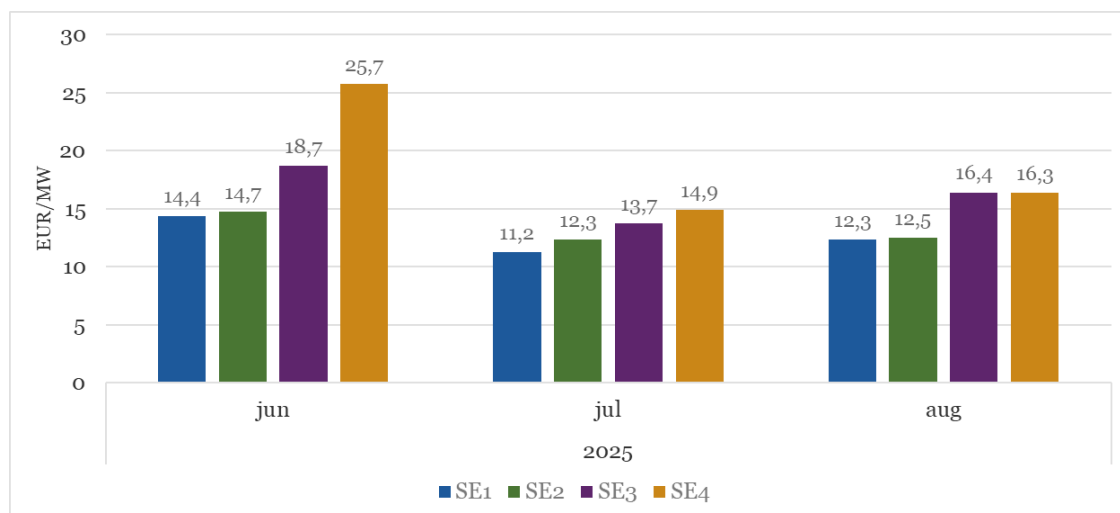
² Sverige har ett stort handelsutbyte av aFRR-kapacitet med Norge, primärt via NO1, och med Finland, varför även dessa områden visas.

³ Månadsmedelspotpriset på el ökade i juli jämfört med juni i DK2, FI, NO2, SE1, SE2, SE3 och SE4, se nordpool.

upphandlingsvolymen reducerades med 50 MW⁴. Vidare har priserna i DK2 varit avsevärt lägre i juli jämfört med juni, vilket framgår av figur 13 i appendix. Detta har bidragit till färre pristoppar och lägre priser i södra Sverige samt en mer sammanhållen prisbild inom landet.

Mot bakgrund av denna utveckling vände dock trenden i augusti, då månadsmedelpriset på aFRR upp steg i stort sett alla områden. Detta kan kopplas till ett stigande spotpris i majoriteten av områdena som utgör den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR.⁵ Ökningen i norra Sverige var måttlig, delvis till följd av att SE1 och NO4 tagit marknadsandelar tack vare konkurrenskraftiga bud. I söder steg priserna till följd av prisökningen i södra Norge, men ökningen motverkades delvis av låga priser i DK2.

Figur 2: Månadsmedelpris aFRR upp per budområde i Sverige, juni – augusti.



Prisbilden inom landet var mer sammanhållen under juli och augusti jämfört med juni. Detta beror främst på det förhållandevis låga priset i DK2, vilket, som tidigare nämnts, har bidragit till färre pristoppar i södra Sverige.

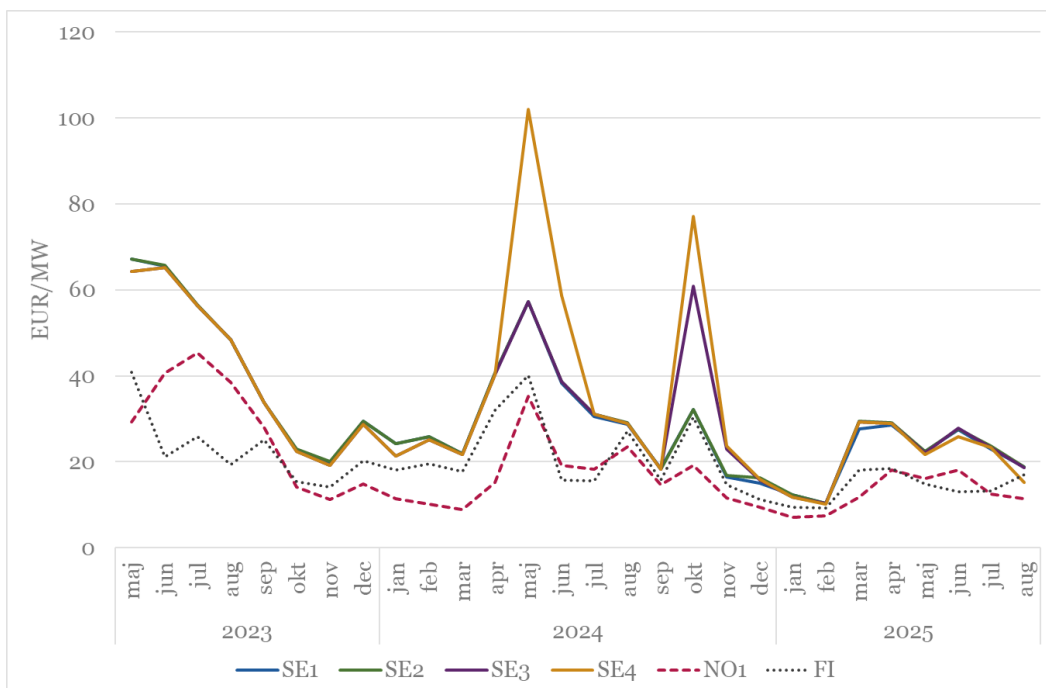
Figur 3: Månadsmedel⁶ aFRR ned per budområde i Sverige, NO1 och FI⁷.

⁴ [Upphandling av automatisk frekvensåterställningsreserv \(aFRR\) under tredje kvartalet 2025 | Svenska kraftnät](#)

⁵ Månadsmedelspotpriset på el ökade i augusti jämfört med juli i FI, NO1 NO2, NO3, NOS SE1, SE2, SE3 och SE4

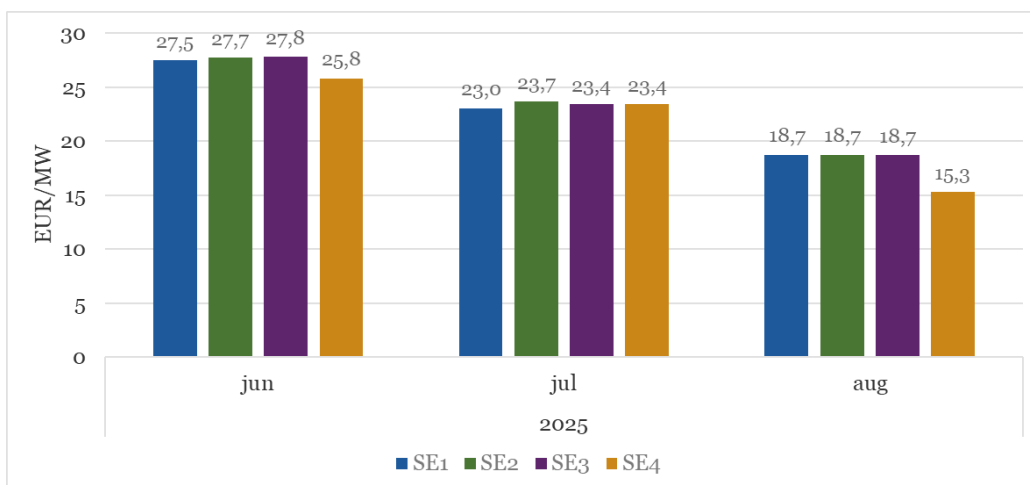
⁶ Avser rakt månadsmedel

⁷ Sverige har ett stort handelsutbyte av aFRR-kapacitet med Norge, primärt via NO1, och med Finland, varför även dessa områden visas.



Avseende aFRR ned var priserna, som väntat, högre under sommarmånaderna jämfört med vintermånaderna. Juni uppvisade det högsta månadsmedelpriset, mellan 25,8 och 27,8 EUR/MW inom Sverige, vilket berodde på det låga spotpriset och den tillhörande låga produktionsnivån. Detta medförde en högre kostnad för att vara tillgänglig för nedreglering. Priserna har därefter sjunkit i takt med att spotpriset på el stigit och produktionsnivån ökat från juninivån. I augusti låg månadsmedelpriset inom Sverige mellan 15,3 och 18,7 EUR/MW. Den sjunkande prisutvecklingen för nedregleringskapacitet från juni och framåt följer samma mönster som tidigare år.

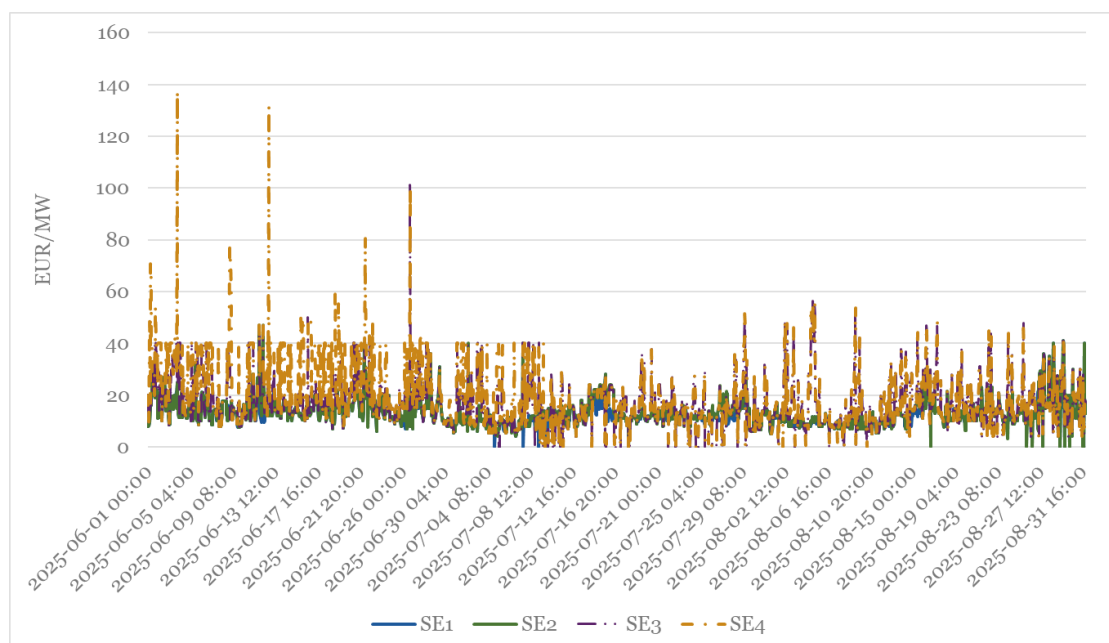
Figur 4: Månadsmedelpris aFRR ned per budområde i Sverige, juni –augusti.



Figur 4 visar att prisskillnaderna inom landet varit små under sommaren. I juni och augusti var månadsmedelpriset lägre i SE4, vilket berodde på att export av billig nedregleringskapacitet från DK2 innebar att SE4 ibland fick ett lägre pris än övriga Sverige.

Pris – timpris

Figur 5: Pris per timma för aFRR upp, EUR/MW, juni-augusti 2025. Samtliga budområden i Sverige



Sommarmånadernas högsta timpris uppvisade SE4 då priset den 3 juni timma 22 uppgick till 137,76 EUR/MW. Vid hög reservationskostnad⁸ för reservation av överföringskapacitet söderut avropas buden som finns i söder även om budpriserna är lägre norrut. Den 3 juni timma 22 uppgick reservationskostnaden SE3->SE4 till 60 EUR/MW.⁹ Längre fram i rapporten, under avsnittet gällande upphandlad volym, framgår det att ingen aFRR upp har avropats i SE3 eller SE4 under sommaren. Det har istället varit avrop i DK2 som satt priset i SE4, i de fall en hög reservationskostnad inneburit att relativt dyra bud i söder avropats.

I figur 5 framgår det att pristopparna i södra Sverige blivit både lägre och färre under juli och augusti jämfört med juni. Detta kan bero på att en mindre volym

⁸ Reservationskostnad (Cross-zonal capacity-cost, CZC-cost) är en parameter i klareringsalgoritmen för att avgöra om kapacitet över snitten ska reserveras för utbyte av aFRR balanskapacitet eller om överföringskapaciteten ska lämnas till spotmarknaden, mer information finns här [Market Handbook - Nordic aFRR capacity market](#)

⁹ Se reservationskostnad på [NUCS](#)

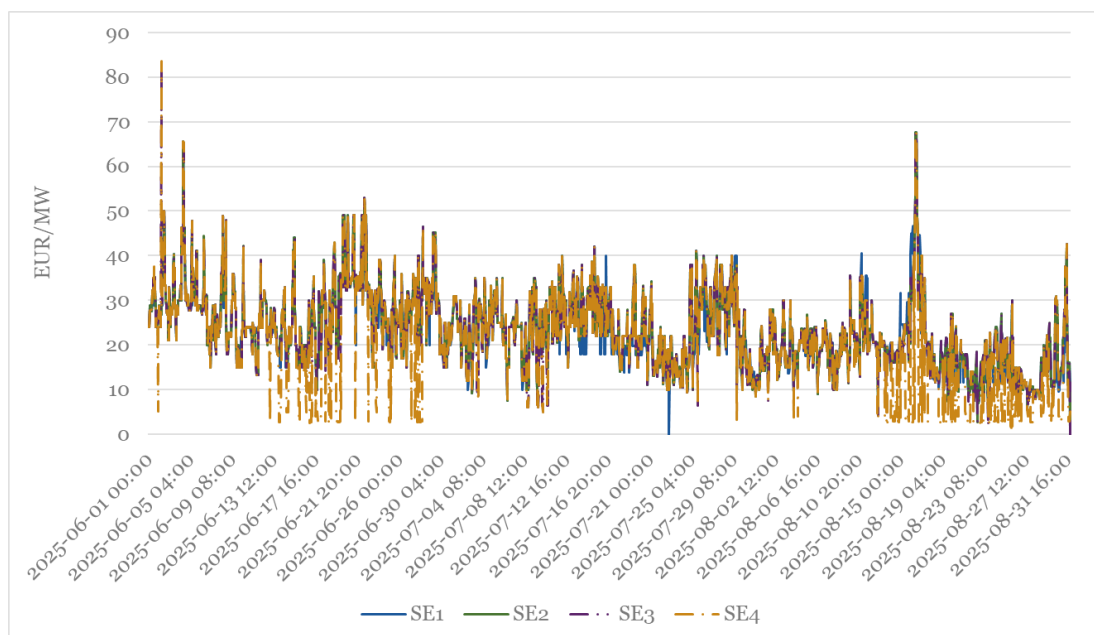
avropats till följd av det sänkta volymkravet, samt att priset på aFRR upp i DK2 under juli och augusti varit lägre i relation till prisnivån i juni, se figur 12 i appendix.

Figur 6: Medelpris per timma aFRR upp, EUR/MW, juni-augusti 2025. Samtliga budområden i Sverige

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
13,9	13,1	12,6	12,9	14,2	14,9	15,8	17,1	16,9	17,9	16,1	15,2	15,7	14,8	15,0	14,8	15,8	17,2	16,8	14,8	15,7	15,0	14,9	12,8

I figur 6 framgår att priset på aFRR upp i Sverige följer en liknande dygnsprofil som spotpriset på el, med något högre priser under morgon- och kvällstimmar då lasten är högre.

Figur 7: Pris per timma för aFRR ned, EUR/MW, juni-augusti 2025. Samtliga budområden i Sverige



Timpriserna på aFRR ned har varit mer volatila i början av sommaren, men blev något mer stabila under juli och augusti¹⁰. Timpriserna tenderar generellt att bli högre när mängden svenska avrop är hög eller när vattenkraftproduktionen är låg. Dygnens högsta timpriser har oftast inträffat dagtid, när spotpriserna på el är lägre och kostnaden för att vara tillgänglig för nedreglering är högre.

Periodens pristopp noterades 2 juni timma 8 då priset uppgick till 83,48 EUR/MW i SE3 och SE4. Pristoppen sammanföll med låg tillgänglig överföringskapacitet

¹⁰ Standardavvikelse används för att bedöma volatiliteten inom Sverige

SE3->NO1, vilket innebar att relativt dyra bud avropades i SE3 istället för ökad import från NO1, där priset samma timma var 10 EUR/MW¹¹.

Den 16 augusti, timma 13 till 15, uppgick priset till 67,60 EUR/MW i alla områden förutom NO5. De höga priserna förklaras av låga spotpriser på el i nästan hela regionen, vilket medförde höga kostnader för exempelvis vattenkraft att producera för att vara tillgänglig för nedreglering.

Figur 8: Medelpris per timma aFRR upp, EUR/MW, juni-augusti 2025. Samtliga budområden i Sverige

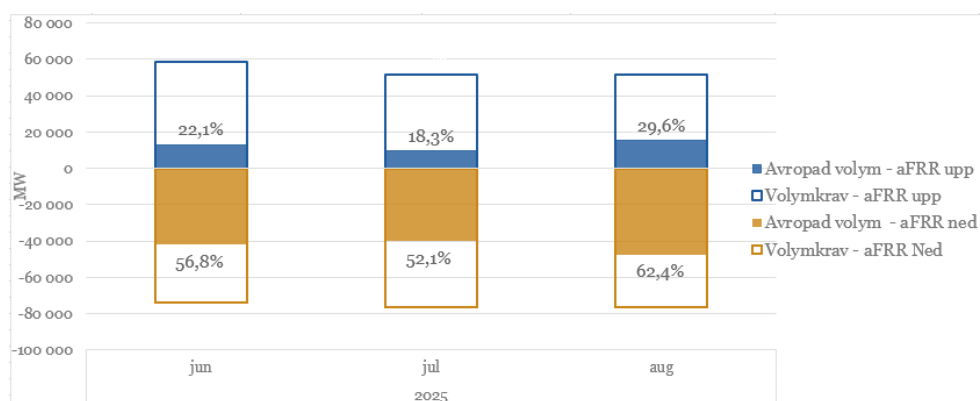
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
23,2	22,8	23,3	23,4	22,4	22,1	22,8	23,2	22,2	22,8	24,3	26,1	26,6	26,1	26,0	24,3	22,3	21,0	18,9	18,7	19,5	19,3	20,1	20,8

Som tidigare nämnt är priserna på nedregleringskapacitet generellt som högst på dagtid, vilket framgår i figur 8. Detta hänger ihop med att kostnaden för att i produktionen lämna utrymme för nedreglering stiger med lägre spotpriser.

Upphandlad volym

I detta avsnitt presenteras andel svenska avrop i förhållande till det svenska volymkravet och var i Norden volymerna avropats under mars.

Figur 9: Figuren visar det totala volymkravet per månad för Sverige i MW och andel svenska avrop

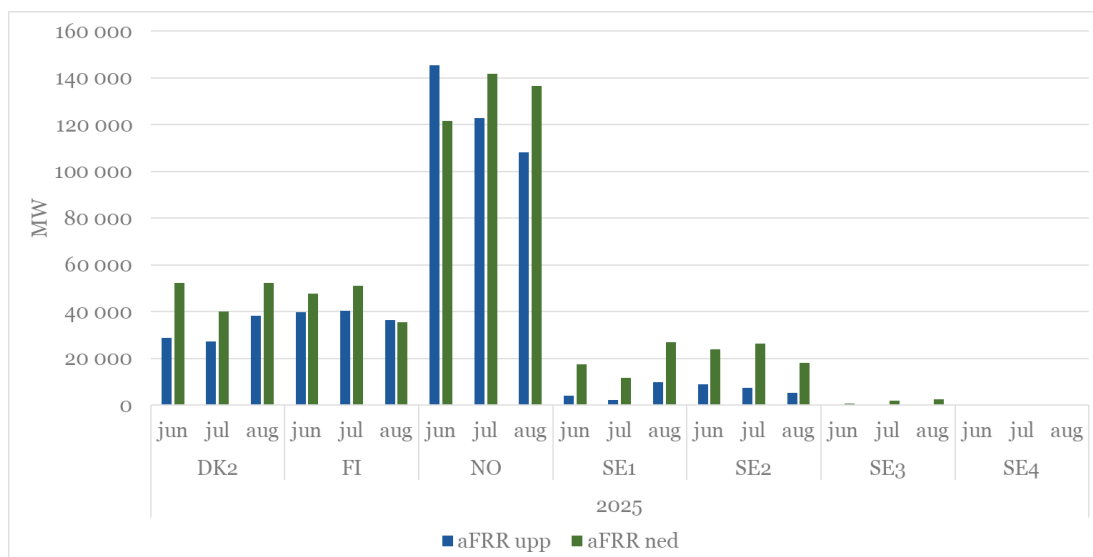


I juni och juli har cirka 20 procent av det svenska volymkravet på aFRR upp täckts av svenska avrop, vilket framgår i figur 9. För aFRR ned är motsvarande andel cirka 50 procent. Även om andelen svenska avrop ökar något i augusti, är andelen

¹¹ Se [Data View](#) för tillgänglig överföringskapacitet SE3->NO1 för import av nedregleringskapacitet.

för nedreglering fortsatt låg i jämförelse med augusti 2024, då Sverige avropade 103 procent av det egna volymkravet och därmed var nettoexportör

Figur 10: Avropad volym i MW för DK2, FI, Norge och respektive budområde i Sverige



Norge stod för en stor del av den avropade volymen under sommaren, både för aFRR ned och aFRR upp. I augusti hade SE1 den största avropade volymen i Sverige, både för aFRR upp och aFRR ned.

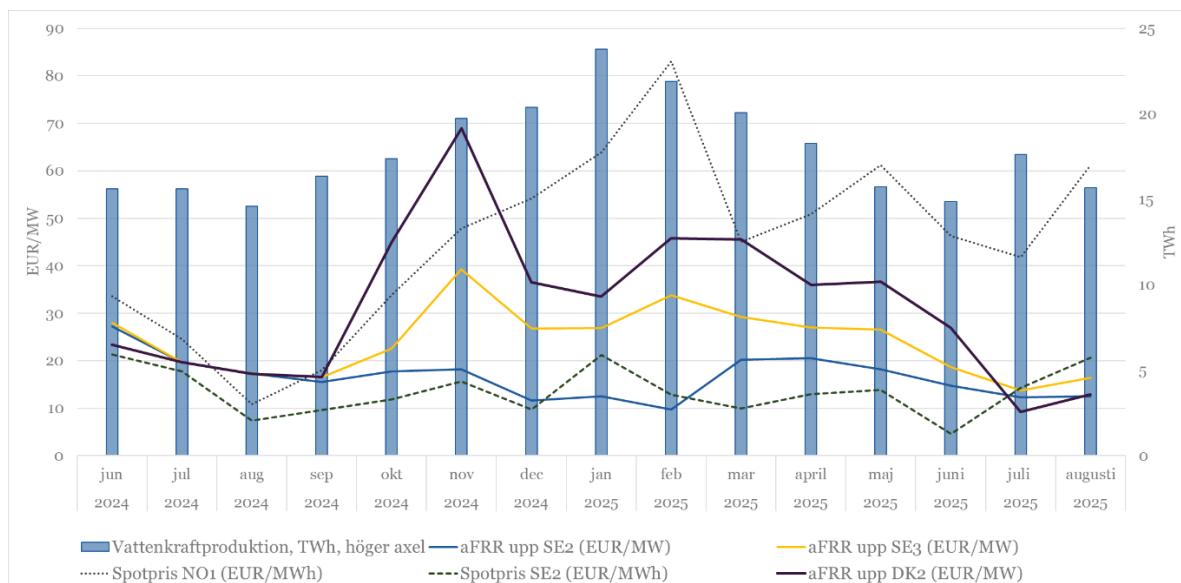
Prispåverkande faktorer

Det finns flera olika prispåverkande faktorer. Det är inte bara likviditeten (utbudet) och efterfrågan som påverkar utan även exempelvis spotpriset på el, produktionsnivåer och budstrukturen¹². Dessutom kan överföringsbegränsningar och reservationskostnader för överföring mellan områden påverka prisnivån. I detta avsnitt följs några prispåverkande faktorer upp närmare.

Figur 11: Månadsmedelpris aFRR upp i SE2, SE3 och DK2, månadsmedelpris på spotmarknaden i NO¹³ och SE3 och total vattenkraftproduktion i synkronområdet.

¹² Budstruktur avser mängden blockbud och icke delbara bud i budlistan.

¹³ Prisnivån på aFRR upp i södra Norge, som påverkas av spotpriset, har stor inverkan på prisbilden i SE3 och SE4, varför NO1 inkluderas.

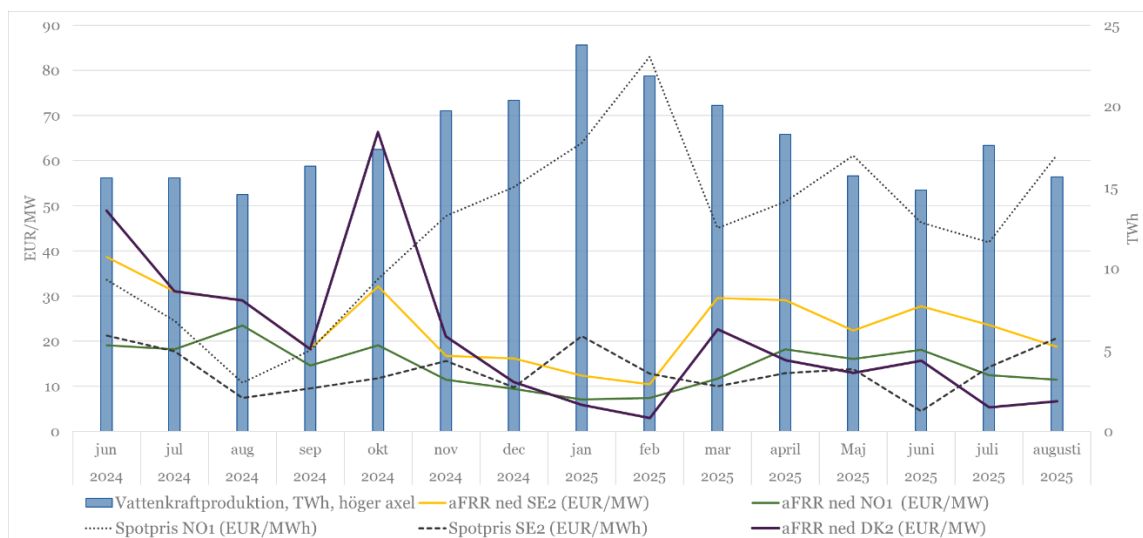


Det finns en positiv korrelation mellan spotpriset och priset på aFRR upp, vilket innebär att när spotpriset stiger, tenderar även priset på aFRR upp att öka. Detta gäller även för vattenkraftproduktionen, där högre produktion tenderar att leda till högre priser på aFRR upp. Spotpriset kan utgöra en alternativkostnad för att erbjuda uppregeringskapacitet, och produktionsnivån påverkar utrymmet för regleringen och i den meningen utbudet på uppregeringskapacitet.

Priserna på aFRR upp i Sverige, särskilt i de södra delarna, påverkas i hög grad av prisutvecklingen i södra Norge, som i sin påverkas av spotpriserna där. I figur 11, där SE3 representerar södra Sverige, framgår att priset på aFRR upp under sommaren följer spotprisutvecklingen i NO1, med stigande nivåer i augusti. Denna ökning motverkas dock av export från DK2, som sedan juli haft en lägre prisnivå än södra Sverige.

I norra Sverige, representerat av SE2 i figur 11, sjunker priserna under juni och juli, för att sedan röra sig i sidled under augusti. Trots ett stigande spotpris i norr förblir priserna på aFRR upp relativt oförändrade. En sjunkande produktionsnivå samt låga priser i NO3 och NO4 under augusti, se figur 13 i appendix, har bidragit till att motverka en prisuppgång. Även ökad export av uppregeringskapacitet från DK2 till Sverige under augusti har dämpat prisnivån i norra Sverige, genom att minska behovet av svenska avrop för att täcka volymkravet i söder.

Figur 12: Månadsmedelpris aFRR ned i SE2¹⁴, NO1 och DK2, månadsmedelpris på spotmarknaden i NO1¹⁵ och SE2 och total vattenkraftproduktion i synkronområdet.



Generellt finns en negativ korrelation mellan produktionsnivån och priserna på aFRR ned. Ett högre spotpris innebär att kostnaden för att producera i syfte att vara tillgänglig för nedreglering blir lägre. Samtidigt bidrar en högre produktionsnivå till att öka utrymmet för nedreglering och påverkar i den meningen utbudet av nedregleringskapacitet.

Som tidigare nämnts har priserna på aFRR ned i Sverige sjunkit i takt med att spotpriset på el har stigit och produktionsnivån ökat jämfört med juni. Utöver de låga nedregleringspriserna i södra Norge, representerat av NO1 i figur 12, har även ett relativt lågt nedregleringspris i DK2, tillsammans med efterföljande export till Sverige, bidragit till att hålla nere priserna i södra Sverige.

I norra Sverige har nedregleringspriset bland annat hållits nere av låga priser i SE1, särskilt i augusti då mängden avrop i området ökade kraftigt. Vattenkraftproduktionen minskade visserligen nordiskt i augusti, men de stigande spotpriserna har samtidigt bidragit till att sänka kostnaden för att erbjuda nedreglering.

Om rapporten

¹⁴ Priserna på aFRR ned är ofta lika i alla budområden i Sverige, och en stor del av den svenska vattenkraften finns i norr, varför bara SE2 inkluderas.

Svenska Kraftnät publicerar sedan april 2025 en månadsvis sammanställning avseende prisutvecklingen för aFRR.

Månadsrapporten baseras på data från Energinet, NUCS och Nordpool.

[Energi Data Service | Datasets |](#)

[Data View](#)

[Nord Pool | Production](#)

[Nord Pool | Day-ahead prices](#)

För ytterligare information kring aFRR och övriga reserver som Svenska kraftnät upphandlar, se [Om olika reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Bakgrund, aFRR (automatisk frekvensåterställningsreserv)

aFRR upphandlas på den gemensamma nordiska kapacitetsmarknaden där alla budområden som utgör det nordiska synkronområdet ingår. Upphandling av aFRR sker för årets samtliga timmar.

Behovet av aFRR dimensioneras tills vidare utifrån nordiska mål för frekvenskvalitet och motsvarande volymer säkerställs genom den dagliga kapacitetsmarknaden för kommande dygn (D-1). All avropad kapacitet är sedan tillgänglig för proportionell aktivering (även kallat pro-rata) genom en central styrsignal baserad på frekvensavvikelsens storlek.

Efter att ett nordiskt behov fastställs fördelas behovet vidare ned per elområde där andelen per område beräknas utifrån historiska obalanser.

Uppdatering av upphandlingsvolymer sker huvudsakligen månadsvis och följande tabell anger hur det nordiska kravet från 2025-07-01 fördelas vidare ned per område i Sverige.

Volym, MW (nordisk total: 250/275 MW aFRR upp, 350/375 MW aFRR ned)	aFRR uppreglering	aFRR nedreglering
SE1	15/17	21/23
SE2	13/14	21/23
SE3	18/19	25/26
SE4	20/22	32/34
Totalt Sverige	66/72	99/106

I auktionsoptimering väljs bud för att tillgodose respektive områdes volymkrav till lägsta möjliga samhällsekonomiska kostnad. Inget budområde på marknaden har för närvarande ett krav på en lägsta volym som måste upphandlas lokalt. Om det finns tillgänglig överföringskapacitet kan kapacitet reserveras över snitten för utbyte av balanskapacitet i syfte att sänka kostnaden totalt sett.

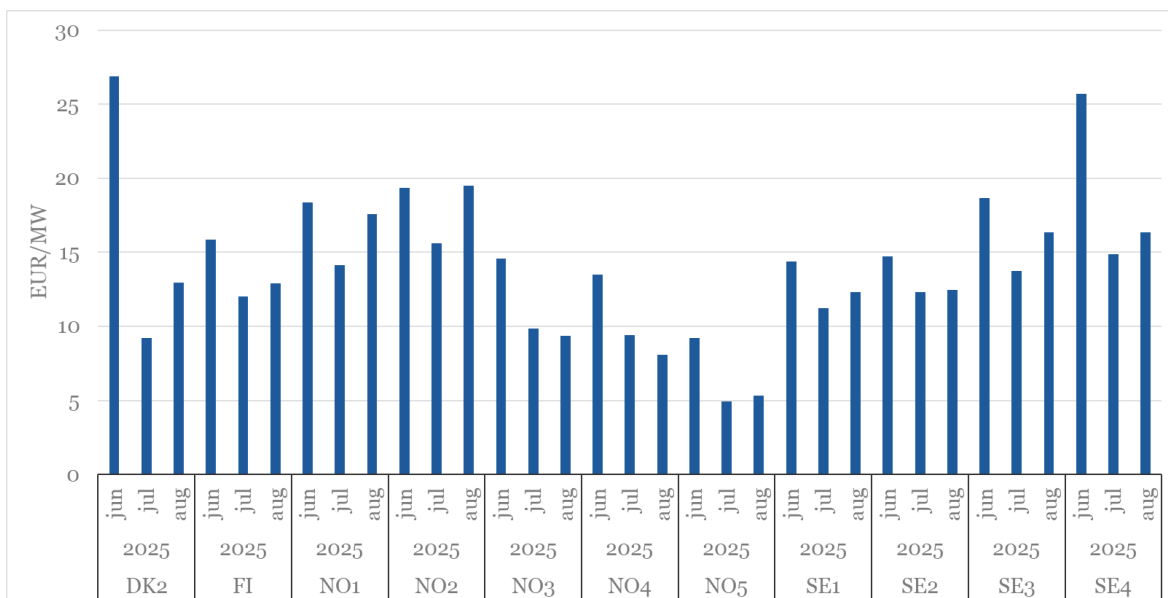
Reservationskostnad är en parameter som används i klareringalgoritmen för att värdera om det är samhällsekonomiskt att reservera överföringskapacitet över snitten för utbyte av aFRR, eller om överföringskapacitet istället ska lämnas till spotmarknaden. För reservering av kapacitet i flödesriktningen på spotmarknaden motsvaras reservationskostnaden av spotprisskillnaden mellan områden D-1 plus ett påslag baserat på genomsnittligt prognosfel senaste 30 dagar. För reservering i andra riktningen motsvaras reservationskostnaden av 0,1 EUR. För mer information se [Market Handbook - Nordic aFRR capacity market](#)

Övrigt

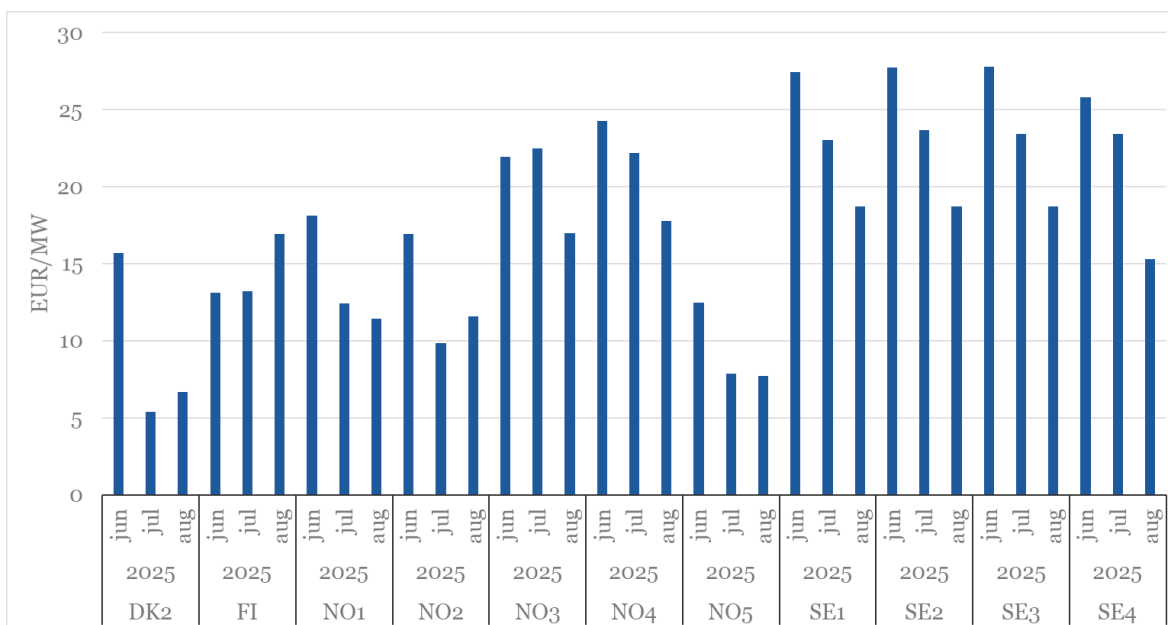
Vid eventuella frågor kring marknadsrapport aFRR, vänligen kontakta aFRR@svk.se. För snabbare hantering, skriv "aFRR-månadsrapport" i ämnesraden.

Appendix

Figur 13: Rakt månadsmedelpris aFRR upp juni – augusti 2025, EUR/MW. Alla budområden på den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR



Figur 14: Rakt månadsmedelpris aFRR ned juni – augusti 2025, EUR/MW. Alla budområden på den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR



Tabell 1: Förkvalificerade volymer i Sverige per 2025-07-01

Teknikslag	aFRR upp	aFRR ned
------------	----------	----------

Värmekraft	50 MW	50 MW
Vattenkraft	2340 MW	2370 MW
Vindkraft	150 MW	250 MW