



Memorandum om Kapacitetsinkomster för ökad effekt och lägre pris.

Sydsvenska Handelskammaren, version 11 februari 2025

Kontakt per.tryding@handelskammaren.com

Innehåll

1. Sammanfattning och förslag
2. Syftet med elområden och hur konstruktionen fungerar
3. Kapacitetsinkomsternas funktion i modellen med interna elområden (art 19)
4. Vad får kapacitetsinkomster användas till?
5. Analys: Användning av svenska kapacitetsinkomster
 - a. Bakgrund
 - b. Prioriterade mål avseende Art 19.2.a. System operation cost / Driftskostnader
 - c. Prioriterade mål avseende Art 19.2.b. investeringar i nät (Costs resulting from network investments)
 - d. Art 19.2.c Tariffreduktion
6. Laglighet och statsstöd
7. Slutsats
8. Förslag kring användning av Kapacitetsinkomster

Bilaga 1

ACERs metodik för användande av kapacitetsintäkter enligt artikel 19

1. Sammanfattning och förslag

Handelskammaren har granskat användningen av kapacitetsinkomster i förhållande till syfte och regelverk. Granskningen omfattar användning av 2023 års förslag.¹

Sammanfattningsvis följer de föreslagna insatserna inte de prioriterade målen i förordningen EU 2019:943 tillfredsställande. Regelverket ger dessutom utrymme för mer aktiv insats av medlen.

- Avseende mål 19.2.a (systemdrift) uppger SVK att de saknar resurser (kraftverk och andra parter) som kan genomföra mothandelsaffärer i SE3 och SE4.
- Avseende mål 19.2.b, (nätinvesteringar) finns bara en svag koppling mellan var flaskhalsar finns och därmed genererar kapacitetsinkomster å ena sidan och var nätinvesteringar genom kapacitetsintäkterna genomförs å den andra.

Detta innebär att de obalanser som skall jämnas ut snarast förstärks vilket l

eder till ökad produktion i överskottsområden, som ökar differensen mellan elområden.

Om medel inte sätts in för att bygga bort flaskhalsar specifikt där kapacitetsintäkter uppstår, så förfelas syftet med modellen. Den behöver då lämnas och investeringsplan (art 15) är då att föredra.

Avseende möjligheten att genomföra tariffreduktion (art 19.3) så bör det knappast komma i fråga i en modell där sammanlänkningen skapar så stora kapacitetsintäkter. Medlen behöver ägnas de prioriterade målen och tariffreduktion bör endast ske undantagsvis. Det upplägg avseende tariffreduktion SVK föreslår kompenserar inte de kunder som betalat in kapacitetsintäkter i bristområden. I stället sker såvitt kan bedömas en förmögenhetsöverföring till producenter och kunder i överskottsområden. Detta utvecklas i bilagan.

Det är viktigt att se den svenska tillämpningen av regelverket utifrån den extrema obalans som skapats i landet. Vi har i södra Sverige två områden med extremt dålig effektbalans. Samtidigt hör områdena i norr till de områdena med störst överskott på effekt i hela Europa. Situationen är extraordinär och detta speglas i de stora kapacitetsinkomster som genereras.

Regelverket kring kapacitetsinkomster ger stort utrymme för tolkning och ger uttryckligen (ACER kategori iX) mandat att lämna förslag för att skapa utjämning och bättre flöden. Detta måste utnyttjas. Handelskammaren gör bedömningen att undantag och stora satsningar har möjlighet att få gehör från kommissionen om förslag läggs fram. Men inom ramen för en snävare tolkning av ACERs metod kan nedanstående genomföras.

¹ Förordningens term är kapacitetsinkomster. Redovisningsmässigt blir en inkomst en intäkt när den periodiseras, hänförs till en tidsperiod. Båda termerna förekommer därför. Även flaskhalsavgift hänvisar till samma begrepp.

Handelskammaren föreslår att Energimarknadsinspektionen mot bakgrund av detta agera för följande

1. För det första: kraftigt ökad mothandel

SVK behöver skapa goda förutsättningar för mothandel i SE3 och SE4. Dessa skall kännetecknas av långsiktighet så att de skapar trygghet åt motparterna att företa investeringar och arrangemang. En plan behöver avsätta årliga belopp som speglar inflödena av kapacitetsintäkter och aktivt kommunicera att producenter som tar fram resurser i form av kraftproduktion kan erbjudas kontrakt samt kontraktera de resurser som kan anses vara nödvändigt.

Vi konstaterar att detta främst bör inriktas mot produktion. Att betala konkurrenskraftiga företag för att avstå kärnverksamhet (nedreglera) för att avhjälpa brister i infrastruktur bör ske i sista hand.

2. För det andra: nätinvesteringar som adresserar brister

Som vi konstaterar satsas det mindre i de snitt och elområden där de flaskhalsar finns som skapar kapacitetsintäkter, än i överskottsområden. Det saknas således en balans mellan var flaskhalsintäkterna betalas in och var SVK väljer att investera.

Satsningar behöver kunna motiveras tydligt utifrån hur de ökar överföringen i snitt med bristande överföringskapacitet eller minskar behovet av överföring genom ökad effekt i bostområden. Annars skall ordinarie tariff användas.

Vi konstaterar att SVKs förslag innebär en tolkning att satsningar på nät med kapacitetsinkomster kan motiveras om det gynnar grön omställning, att t.ex. möjliggöra anslutning av förnybar energi. Därmed kan detta ske även i de områden som enligt regelverket bör prioriteras, nämligen bostområdena SE3 och SE4. Att stärka nätet för att ta emot produktion behöver ges prioritet.

I debatten har förekommit uttalanden om att vissa typer av anslutning såsom linjär anslutning och satsning för anslutning av produktion till havs. Men enligt rättsutredning som Handelskammaren har företagit finns inget hinder för denna typ av satsningar med kapacitetsintäkter. För att uppnå förordningens prioriterade mål skall därmed även anslutning av havsbaserad vindkraft kunna anslutas med kapacitetsintäkter. Utformningen kan ske på olika sätt.

Energimarknadsinspektionen bör som tillsynsmyndighet verka för att detta sker.

Handelskammaren finner det också möjligt att samverka med regionala nät för att åstadkomma bättre flöden.

3. För det tredje bör Energimarknadsinspektionen som har ansvar för utformning av hur 19.3. tolkas se över modellen med tariffreduktion.

Dagens modell har inneburit en förmögenhetsöverföring på grunder som knappast finner stöd i förordningen.

2. Syftet med elområden och hur konstruktionen fungerar

Inom EU måste allt som sker ha tydlig legal grund. Fundamentet är alltid fördraget (FEUF) och utifrån det skapas regelverk för olika områden.² Elprisområden styrs av två lagverk

CACM Regulation 2015:1222 (Art 32-34) handlar om hur man ändrar elområden och hur ett elområde får se ut, t ex får det inte konfigureras så att försörjningstrygghet äventyras (sic).

Electricity Regulation EU 2019:943 (art 14) handlar om hur ett land kan välja elområde eller investeringsplan och (art 19) om hur kapacitetsintäkter hanteras.

Båda dessa är förordningar och gäller således som svensk lag.

Det är viktigt att förstå grundsyftet med elområden. Elhandelsförordningen EU 2019:943 vill uppnå fördragets mål genom att med en effektiv flaskhalshantering öka flödena i näten. Minst 70% av de ledningar som förbinder länder/elområden skall kunna användas av marknaden.

För att nå det erbjuder förordningen två metoder för medlemsländerna.

Detta val beskrivs i artikel 14.7.

En möjlighet är att dela landet i interna elområden. Då skall man arbeta med regelverket kring dessa elområden inklusive investeringar i nät, mothandel med mera genom de kapacitetsintäkter som uppstår. Vidare skall man regelbundet göra en översyn och vid behov ändra gränserna till dess de kan avskaffas. (artikel 14 och art 19, här är även CACM relevant).

Alternativet till en indelning i elområden är att arbeta med en investeringsplan. Med andra ord så genomförs investeringar enligt en plan så att man inom en rimlig tid når förordningens intention och krav. Detta sker inom ramen för att hela medlemslandet betraktas som ett gemensamt elområde. (Artikel 15 beskriver detta)

Syftet med elområden är förutom en bättre flaskhalshantering också att skaffa förutsättningar (finansiering) för att bygga bort flaskhalsar i nätet. Detta går tillbaka till fördragets (FEUF) målsättningar om sammankoppling, enhetlig energimarknad för konkurrenskraftiga priser för konsumenter och företag, stabil och säker energiförsörjning med mera.

² FEUF avsnitt XXI artikel 194 behandlar följande:

1. Mål för energipolitiken (Artikel 194 FEUF): - Säkerställa att energimarknaden fungerar. - Säkerställa trygghet i energiförsörjningen inom unionen. - Främja energieffektivitet och energibesparingar samt utvecklingen av förnybara energikällor. - Främja sammankopplingen av energinätverk inom EU.
2. Energimarknad och försörjningstrygghet: - EU strävar efter att skapa en enhetlig energimarknad för att säkerställa konkurrenskraftiga och överkomliga energipriser för konsumenter och företag.
- Fördraget möjliggör åtgärder som säkerställer en stabil och säker energiförsörjning, särskilt med tanke på beroendet av externa energikällor. 3. Miljöaspekter: - Utvecklingen av förnybar energi är en prioritet för EU, och fördraget stöder åtgärder för att minska koldioxidutsläpp, förbättra energieffektiviteten och bekämpa klimatförändringar. 4. Medlemsstaternas suveränitet: - Även om EU kan främja övergripande energimål, behåller varje medlemsstat rätten att bestämma sin egen energimix (d.v.s. vilka energikällor de vill använda), så länge detta överensstämmer med EU:s övergripande mål.

Annorlunda uttryckt bör modellen med elområden vara designad så att de åtminstone inom ett land successivt avskaffar sig själva.

Därför finns tydliga skrivningar om att gränserna för de elområden ett land har infört regelbundet (var tredje år) skall omprövas.

3. Kapacitetsinkomsternas funktion i modellen med interna elområden (art 19)

Kapacitetsintäkterna som uppstår när elnäten inte kan förflytta tillräckligt med el för prisutjämning har ett mycket specifikt syfte: de skall på kort och lång sikt ta bort problemet.

Kapacitetsavgifternas användning regleras tydligt i elhandelsförordningens artikel 19. De viktigaste artiklarna är tydliga.

Art 19.2

”Följande mål ska prioriteras med avseende på tilldelning av inkomster från kapacitet mellan elområden

a) garantier för att den tilldelade kapaciteten faktiskt är tillgänglig, inbegripen kompensation för garanterad kapacitet, eller

b) optimering av användningen av kapacitet mellan elområden för att bibehålla eller öka överföringskapaciteten, i tillämpliga fall genom samordnade korrigerande åtgärder, eller täckning av kostnader för nätinvesteringar i syfte att minska begränsningen i sammanlänkningar”

Vidare kan belopp återbetalas:

”Om de prioriterade mål som anges i punkt 2 har uppfyllts i tillräcklig grad, får intäkterna användas som en inkomst som ska beaktas av tillsynsmyndigheterna när dessa godkänner metoderna för beräkning av nättariffer eller fastställande av nättariffer, eller båda. Övriga intäkter ska placeras på ett separat internkonto tills dess att de kan användas för de ändamål som avses i punkt 2.”

19.3 betyder alltså att man skall göra tillräckligt på 2.a och 2.b ovan innan man använder kapacitetsavgifter för att påverka nätavgifter. Det är således inte förenligt med lagstiftningen att börja med åtgärd c eftersom a och b kommer före.

4. Vad får kapacitetsinkomsterna användas till?

Regelverket art 19 är övergripande. Där pekas Acer ut (Art 19.4.) som ansvarig för att ta fram en metodologi som föreslår olika mer konkreta användningsområden för dessa medel.

Acers metodologi är publicerat i form av nio kostnadskategorier (se bilaga 1).

Kategorierna handlar om

- Kostnader för att driva systemet, inklusive bland annat olika former av kontrakt för upp och nedreglering (motköp).
- Kostnader för nätinvesteringar, både nya och påbörjade och i vissa fall genomförda
- Därtill finns en övrig kategori IX: Other costs related to the optimisation of usage of new and existing assets which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity, where it is duly justified by the TSO and NRA how such costs are of cross-zonal relevance. I *TSO explanatory* document kommenteras detta med att *“This category includes costs that might have not been considered at the time of elaboration of the Methodology and that subsequently prove to be of cross-border relevance.”*

Kategori IX uttrycker ett brett mandat att förverkliga syftet med förordningen. Det finns utrymme för Sverige som med extrema obalanser påverkar grannländer och har arbetat upp enorma belopp i form av kapacitetsinkomster att lägga fram förslag.

Energimarknadsinspektionen ändå skulle finna att mandatet på något sätt är otydligt borde En analys av vidast möjliga tolkning bör företas.

5. Analys: Användning av svenska kapacitetsinkomster

Nedan följer vår granskning av 2024 års rapport från Svenska kraftnät om kapacitetsinkomster, som omfattar tiden till och med 2023.

a) Bakgrund

Sverige har under flera år haft mycket stora skillnader i elförsörjning mellan olika områden. Politiska beslut som minskat utbudet har inneburit lägre produktion i bristområden. Tillståndsprocesser har gjort att ny produktion inte kunnat ersätta nedlagd. Högre prisnivåer i SE4 har hitintills inte inneburit investeringar i ny effekt. En jämförelse av effektbalanserna visas i tabellen nedan.

Inför vintern 2023/2024 var effektbalansen enligt tabellen nedan.

	vintern 2023/2024		
	Net generating capacity (GW)	Highest expected demand (GWh/h)	Netto
SE01	8,86	1,99	6,87
SE02	15,24	3,32	11,92
SE03	18,57	18,66	-0,09
SE04	4,03	4,86	-0,83
<i>Medel Europa</i>	<i>26,12</i>	<i>12,82</i>	<i>13,3</i>

Effektbristen i kombination med högre priser innebär att företag i södra Sverige inte kan genomföra investeringar och grön omställning.

- Effektbrist. I Sydsverige finns inte effekt tillgänglig före 2030. Effektkön är omkring 2.500 MW enligt regionnätsägaren Eon. Men enligt Handelskammaren undersökning avstår många företag med expansion med fossila kraftkällor eller omplaceringar till andra elområden.
- Högre elpriser. Baserat på scenarier för priser år 2030 kan effekter på sysselsättning beräknas. Dessa visar stor påverkan.³

Detta innebär ökat beroende av överföring. De stora belopp som skapas i form av kapacitetsintäkter kvantifierar på ett tydligt sätt södra Sveriges akuta läge.

³ <https://handelskammaren.com/wp-content/uploads/2024/09/Elpriser-och-jobb-Mer-el-i-Skane-sanker-priserna-och-skapar-jobb-i-hela-Sverige.pdf>

Den senaste redovisningen av kapacitetintäkterna avser år 2023 och rapporterades i januari 2024. I denna framgår bland annat följande kring var intäkterna uppstår, se tabell nedan.

CI per SE border	SEK (Mkr)		2023
DK1-SE3	832	SE1	1 126
DK2-SE4	1 068	SE2	230
NO1-SE3	631	SE3	9 505
NO3-SE2	180	SE4	8 239
NO4-SE1	242		19 101
NO4-SE2	48		
FI-SE1	884		
FI-SE3	429		
SE4-PL	1 077		
SE4-LT	845		
SE1-SE2	1		
SE2-SE3	7 613		
SE3-SE4	5 249		
	19 101		

Dessa kapacitetsintäkter kan räknas om så att de speglar från vilket elområde de betalats in. Detta visas i den högra kolumnen. Talen avser 2023. Och med liknande fördelning kan ackumulerade satsningar skattas.⁴ I redovisningen talen för SE4 ingår inte Baltic Cable som enligt domslut har status som egen TSO. Därför saknas redovisning av gränsen DE-SE4.

En sammanställning visar också situationen ackumulerat i tabellen nedan.

Kapacitetsintäkter, balans för 2023

Kapacitetsintäkter, KI	SEK (Mkr)	
KI under 2023	19 101	
Ackumulerat, sparat	65 833	
Sum of inputs	84 934	
Använt under 2023		3 827
Sparade KI		48 446
KI tariff reduktion		5 909
EU 2022:1894 art 9 (elstöd/förbrukningsreduktion)		26 752
Sum of outputs		84 934

I balansen ingår de så kallade elstöden, som baserades på särskild lagstiftning (art 9 EU 2022:1894).

⁴ Det är möjligt att spåra detta exakt, men här görs antagandet att de skalar ungefär som 2023

b) Prioriterade mål avseende Art 19.2.a. System operation cost / Driftskostnader

Hur dessa medel sätts in i förhållandet till artikel 19 och ACERS metod redovisas i tabell nedan. (se även bilaga 1 angående kriterierna).

	[SEK (Mkr)]	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	summa
Cost category i		550	650	750	750	750	750	750	4 950
Cost category ii									
19.2. a Cost category iii		25	25	25	25	25	25	25	175
Cost category iv									
Cost category v		142	142	142	142	142	109	109	928
Cost category vi									
19.2. b invest Cost category vii		1 243	1 698	4 111	7 659	14 537	3 911	4 783	37 942
Cost category viii		1 176	1 073	1 095	1 086	1 072	1 071	1 081	7 654
Övrigt Cost category ix		54	42	80	20	18	18	18	250
Sum of priority uses		3 190	3 630	6 203	9 682	16 544	5 884	6 766	51 899

Som framgår är det i förhållande till intäkterna begränsade medel som satsas på 19.2. a., dvs på olika åtgärder för att kortsiktigt upprätthålla optimal nätkapacitet.

Det framgår inte hur fördelningen av kategori i (mothandel) ser ut på olika elområden.

SVK konstaterar i sin rapport att ”Svenska kraftnät nyttjar de resurser som finns tillgängliga på balansmarknaderna för mothandel och omdirigering och dessa används bland annat för att kunna tilldela 70 procent av den maximala driftsäkra kapaciteten. Det råder dock brist på resurser i SE4 och relevanta delar av SE3 både vad avser volym och uthållighet. Tyvärr är det även begränsat med andra resurser i dessa områden som Svenska kraftnät kan upphandla (som inte redan är aktiva på spot-eller balansmarknaderna)” (vår fetstil).

Vi tolkar detta som att det finns utrymme för att motivera större satsningar på kategori (i) givet att det finns tillgång till resurser, alltså kraftverk som kan producera eller företag som kan nedreglera.

c) Prioriterade mål avseende Art 19.2.b. investeringar i nät (Costs resulting from network investments)

När de totala inkomsterna jämförs med investeringar, se tabell nedan. I absoluta termer uppstår störst kapacitetsinkomster i SE3 och SE4. Investeringar sker dock inte proportionerligt med intäkterna. Med andra ord adresseras inte flaskhalsar i snitten direkt. I SE4 återinvesteras en tiondel av inkomsterna direkt i satsningar (kvot 0.11) och i område SE3 är det omkring hälften (0.52). I de områden som har kraftiga överskott på effekt och låga strukturella priser är det tvärtom kraftfulla investeringar på 140% respektive 479%.

	SE1	SE2	SE3	SE4	TOT
Timförbrukning, el (SVK, 2024)	10%	10%	64%	16%	
Befolkning (ungefärlig)	548 000	1 080 000	5 800 000	3 124 000	10 552 000
Inkomster					
andel Kapacitetsintäkter 2023	1 125	230	9 505	8 239	19 099
andel ackumulerat	3 882	792	32 761	28 397	65 832
andel totalt	5 007	1 022	42 266	36 636	84 931
taxesänkning, approx	591	591	3 782	945	5 909
Investeringar 2024	128	211	2 267	596	3 202
Investeringar 2024-30, total	7 009	4 895	22 064	4 180	38 148
<i>varav statsionsförnyelse 2024-30</i>	<i>2 537</i>	<i>2 801</i>	<i>5 547</i>	<i>516</i>	<i>11 401</i>
Netto 2024 vs 2023	-997	-19	-7 238	-7 643	-15 897
Netto, total	2 593	4 464	-16 420	-31 511	-40 874
inbetalt per capita, kr	9 137	946	7 287	11 727	
investerar per capita, kr	12 790	4 532	3 804	1 338	
Kvot investering/inkomst	1,40	4,79	0,52	0,11	

Notera att denna överflyttning av kapacitetsinkomster endast är möjlig för att hanteringen sker av en och samma TSO. Mellan två elområden som hanteras av var sin TSO vore detta otänkbart. Detta illustrerar att det är orimligt med den nuvarande praxisen för användning av kapacitetsintäkter.

Vi har också noterat en del exempel på satsningar som SvK föreslagit för att använda kapacitetsintäkterna.

I SVKs förslag ingår projekt för förnyelse av en existerande station i Grundfors.

Projekt		SE	2024
300930	Grundfors NK6 stationsförnyelse & anslutning vindkraft	SE2	137,0

Det uttalande syftet med investeringen utvecklas på SVKs hemsida och är anslutning av ny effekt i form av vindkraft. Detta betalas alltså med kapacitetsinkomster i elområde SE2 som redan har ett betydande produktionsöverskott.

Ett annat exempel är att Svenska kraftnät genomför även en omfattande förnyelse av transformatorstationen i Letsi, belägen i Jokkmokks kommun.

Projekt		SE	2024	2025	2026	2027
115190	Letsi, stationsförnyelse PK46	SE1				517,6

Projektet, benämnt PK46, syftar till att modernisera stationen för att öka driftsäkerheten och möjliggöra anslutning av förnybar energi, såsom vindkraft.

Förslaget innehåller även satsningar på utlandsförbindelse via vatten till SE4.

Projekt		SE	2028	2029
500373	Hansa PowerBridge AC-Stationsåtgärder	SE4	67,7	
500374	Hansa PowerBridge Kabelförråd	SE4		51,8

Projektet beviljades inte, men SVK gjorde bedömningen att kapacitetsintäkter skulle gå till ett projekt som – om det hade genomförts – hade fått status som egen TSO och därtill utgör satsning utanför Sveriges gränser.

Särskilt om SVKs syn på ”optimal investeringsnivå”.

Förordningens konstruktion med kapacitetsintäkter innebär att när sådana har uppstått så skall de användas för att nå prioriterade mål. Det är själva definitionen på om investeringen skall göras. Satsningar måste stötta dessa mål. Annars finns den ordinarie tariffen.

En rangordning av vilka satsningar som skall göras bör givetvis göras utifrån hur de mest effektivt kan bedömas öka överföringen vid snitten och skapa prisutjämning. Om kapacitetsintäkterna är så stora att tariffreduktion kan komma i fråga innebär det att samtliga tänkbara projekt också kan genomföras. Att det uppstår kapacitetsintäkter är i sig den indikation som krävs för att en åtgärd är motiverad.

Att satsa på att möjliggöra anslutning av effekt i form av förnybar energi överskottsområden behöver sålunda motiveras utifrån hur det adresserar flaskhalsar och bidrar till utjämning.

6. Laglighet och statsstöd

Eftersom det förekommit en del debatt i massmedia vill Handelskammaren särskilt kommentera ett par aspekter. I media har uttalats att satsningar på stationsbygge för att ansluta ny beviljad eller framtida kraftproduktion i elområde 4 både skulle vara olagliga i förhållande till förordningen och strida mot statsstödsregler.⁶

Vi finner att förordningen inte utesluter någon teknisk form av nätinvestering (såsom linjär anslutning) och har vid kontakt med SVK konstaterat att inte heller SVK funnit detta eller har genomfört rättsutredning som visar detta. Vår egen rättsutredning visar att linjär anslutning är möjlig.

Vår rättsutredning visar vidare att kommissionen godkänt anslutning av havsbaserad vindkraft. Denna rättsutredning är överlämnat till Ei. SVK uppger att de heller inte har någon rättsutredning som skulle visa motsatsen.

Vi noterar att SVK tidigare har underökt anslutning av Kriegers flak och dragit följande slutsats ”this report indicates a positive benefit for a combined solution compared to separate grid connection of future offshore wind power plants at Kriegers Flak.”

Frågan är inte politisk. Kapacitetsintäkternas användning följer förordningen och är sålunda tillämpning av lag och i detta fall ett regelverk som gäller inom EU.

⁶ se bland annat <https://www.svd.se/a/OojapV/busch-nobbar-losning-for-vindkraft-olagligt> och <https://www.tn.se/naringsliv/39751/regeringen-larmar-darfor-kan-vi-inte-anvanda-elen-vi-producerar-djupt-oroande/>

d) Art 19.2.c Tariffreduktion

Artikel 19 har av SVK tolkats som att det ger utrymme för återbetalning. Under 2023 skedde detta med 5,9 miljarder. Enligt uppgifter från SVK sker denna enligt följande

Tariffreduktionen för 2023 motsvarar det belopp som Svenska kraftnät reducerade effekt- och energiavgiften med under 2023. Energiavgiften reducerades för respektive nätkund med dess inbetalda nettobelopp för energiavgiften för perioden september 2021 – augusti 2022. Effektagiften sänktes med 60 procent. Den procentuella sänkningen av effektagiften var ungefär densamma i alla anslutningspunkter.⁷

Effektagiften speglar dock taxeuttaget totalt och inte vilka kunder som har inbetalt kapacitetsinkomster. Ett grovt överslag ger följande bild av fördelningen baserat på av uttaget av effekt i Sverige. Flertalet företag och hushåll som betalar in kapacitetsintäkter har endast uttag (framför allt en del företag har även inmatning).

Kapacitetsintäkter och effektagifter år 2023/2024

	SE1	SE2	SE3	SE4	TOT
andel KI totalt	5 007	1 022	42 266	36 636	84 931
andel KI totalt. %	6%	1%	50%	43%	100%
andel effektagifter (överslag 2024)	7%	8%	66%	19%	100%

Medan SE4 stod för 43% av kapacitetsintäkterna så var andelen av effektagiften i Sverige lägre. Vi har ingen officiell siffra men våra skattningar ligger på 19-25%⁸. Det betyder en strukturell underkompensation för SE4, som betalar in betydligt mer kapacitetsintäkter än den tariffreduktion som man sedan kan åtnjuta. Detta i sig talar för att tariffreduktion är olämpligt i ett läge när kapacitetsintäkterna storlek indikerar grava fel i nätets utformning i förhållande till marknaden.

Skrivningen i art 19.3 nämner dock inte detta, och heller inte tariffreduktion, utan att kapacitetsintäkterna får ”användas som en inkomst som ska beaktas av tillsynsmyndigheterna när dessa godkänner metoderna för beräkning av nättariffer eller fastställande av nättariffer, eller båda.”

Det rimliga är att detta i så fall kompenserar de kunder som bär och betalar höga kostnader och vars prisbild inte korrigeras med de medel som inte avsätts för primära mål.

⁷ Uppgift i epost från SVK 16 oktober 2024

⁸ Handelskammaren har begärt ut data kring tariffreduktion, men SVK uppger att de inte får dela data som krävs för att analyser detta. Vi har därför inte hela bilden.

7. slutsats

Vår sammantagna slutsats är:

- att användningen av Artikel 19 i form av mothandel och investeringar i Sverige inte adresserar uppkomna problem:
- att mothandel har stor potential, men sker inte med hänvisning till bristande resurser
- att investeringar inte föreslås i relation till uppkomna problem, dvs speglar inte var kapacitetsintäkterna samlas in.
- att satsningar föreslås med uttalat syfte att genomföra anslutning av ny produktion i överskottsområden,
- att satsningar föreslås till anläggning av ny TSO i vatten.
- att återbetalningen (tariffreduktion) inte speglar var inbetalningar sker och därmed blir en förmögenhetsöverflyttning från södra till norra Sverige.
- att de invändningar som har framförts vad gäller konkreta investeringsprojekt som skulle främja överföringskapacitet till bristområdet SE4 är illa underbyggda och strider mot vad SvK och Regeringskansliet själva tidigare har kommit fram till var möjligt; illa underbyggda juridiska analyser lägger hinder i vägen både för politiken men även för tjänstemännen på affärsverk och tillsynsmyndigheter.

8. Förslag kring användning av Kapacitetsinkomster

Vårt förslag är att Sverige använder mandatet att förverkliga de prioriterade målen mer aktivt.

- SVK behöver aktivt söka nya resurser för att skapa marknad för mothandel i bristområden. Detta kan ske genom att kommunicera att kontrakt kring detta kommer att tecknas för nya investeringar. Projekten är kända. Detta kan också underlätta tillkomst av ny produktion i bristområden. Det är angeläget att de kontrakt som tas fram återspeglar nya investeringars långa livslängd.
- Precis som idag sker i SE1 och SE2 bör investeringar i nät och stationer ske så att anslutning av vindkraft kan ske även i bristområdena SE3 och SE4. Detta bör även ske genom anläggning i havsmiljö. SVKs förslag om anläggning för att betala kommande TSO ser vi som tolkning att anläggning kan förläggas till vatten.
- Tariffreduktion genom kapacitetsintäkter bör, vilket också är förordningens intention, ske undantagsvis eftersom det inte direkt adresserar problemet. Om det ändå ska ske måste tariffreduktionen vara proportionerlig mot inbetalningarna. De kunder som betalt kapacitetsintäkterna ska också åtnjuta reduktionen. Annars sker en inkomstförflyttning som inte bidrar till att underlätta den ekonomiska bärkraft som är en förutsättning för intäkterna. Handelskammaren har framfört dessa projekt och de har diskuterats i media.
- Energimarknadsinspektionen företar en egen grundlig rättsanalys av ACER metod och vilka konkreta projekt som kapacitetsintäkter kan och bör användas till; i händelse av behov kan Energimarknadsinspektionen samråda med ACER eller ställa en fråga till Kommissionen.

Bilaga 1 ACERs metodik för användande av kapacitetsintäkter enligt artikel 19

System operation costs, including inter alia:

Category	Acer methodology art 19(4)	Comment in TSO explanatory document
i	Costs related to firmness measures activated by TSO(s) that guarantee cross-zonal schedules resulting from firm allocated capacity, in accordance with CACM and FCA Regulations while complying with the safety standards of secure network operation, and costs related to remedial actions activated to maximise available capacity for cross-zonal trade, in accordance with Article 16 of Regulation (EU) 2019/943.	<p>These measures include remedial actions changing the generation and/or load pattern in order to alleviate cross-zonal congestion, inter alia: redispatch, countertrading, renewable energy sources curtailment. Costly remedial actions might also be needed to achieve the minimum binding level of capacity available for cross-zonal trade (70%) requested by the Regulation. Since the use of a single remedial action is often solving multiple constraints, in an optimised system it might not be possible to label in a univocal way volumes activated to maximise capacities or to guarantee the firmness. Therefore no distinction is made between costs to guarantee the firmness and costs to maximise capacities.</p> <p>The categorisation of firmness measures, the system dispatch and market arrangements for the determination of redispatch costs may vary among countries</p>

ii	Firmness compensation costs: TSOs' costs related to compensation of the owners of curtailed transmission rights which cannot be used in order to ensure system security, in accordance with FCA and CACM Regulations	
iii	Financial net costs associated to hedging options: costs related to hedging products against volatile market spreads, different from long-term transmission rights offered by TSOs to market operators in accordance with FCA regulation.	Art. 30 of FCA regulation states that in case there are insufficient hedging opportunities in one or more bidding zones, the competent regulatory authorities shall request the relevant TSOs: (a) to issue long-term transmission rights; or (b) to make sure that other long-term cross-zonal hedging products are made available to support the functioning of wholesale electricity markets.
iv	Remuneration of non-nominated Long-Term Transmission Rights and Financial Transmission Rights as provided by the FCA regulation	
v	Costs of regional security coordinators (RSCs) and regional coordination centres (RCCs) which perform tasks related to TSO regional coordination in one or more capacity calculation regions.	

- Costs resulting from network investments that are relevant to reduce interconnector congestion, including inter alia:

Category	Acer methodology art 19(4)	Comment in TSO explanatory document
vi	Ongoing investment or capital expenditures for renewal, replacement, reinforcement of existing assets, or new assets which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity including the costs of development and construction phases of such assets.	<p>CI allocated to this purpose is included in the asset and/or the liability side of the TSO's balance sheet.</p> <p>The Methodology states that CI can be allocated to all of the investment costs, starting from the development phase, and including:</p> <p>a) The efficiently incurred costs related to dismantling assets, as long as they are related to a renewal or reinforcement of those assets or they are</p>

		<p>a requirement set out as a result of the permitting process for the construction or refurbishment of another asset,</p> <p>b) All of the costs necessary for the permitting process, such as those allowing a better integration of the asset in the environment, provided they are considered efficient by the relevant NRA.</p> <p>CI can be allocated only to investments which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity. It means that the contribution to cross-zonal capacity should be material. Negligible effects are not a contribution. This mention of “significant” is present as well in cost categories (vii), (viii) and (ix).</p> <p>The Methodology makes it clear that investments costs funded by CI should not be covered twice by CI and tariff revenues.</p>
vii	<p>Costs directly resulting from past network investment, usually:</p> <p>a) Capital expenditure costs during the depreciation period of the asset: depreciation and capital remuneration (equity and/or debt) related to investments which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity.</p> <p>b) Where applicable according to the national regulatory framework, remuneration of assets under construction related to investments which contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity.</p> <p>c) Where appropriate, cost of long-term leasing of network elements that significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity.</p>	<p>This cost category concerns existing cross-zonal assets and internal assets with significant cross-zonal relevance. Since it is often not possible to calculate the exact contribution of all existing internal assets to cross-zonal capacity, and since this contribution highly depends on the scenario considered, the Methodology states that such cost categories shall be considered according to national regulatory practices, using either detailed reporting or proxy values</p>

viii	<p>Other costs resulting from network investments:</p> <p>a) Maintenance and operating costs (OPEX) related to assets which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity,</p> <p>b) Taxes directly linked to assets which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity and are thus considered in the same way as OPEX. This includes local taxes directly linked to the existence of the asset, for instance tax on pylons or transformers.</p> <p>c) Electrical losses resulting from assets significantly contributing to cross-zonal capacity (excluding those losses covered by the Inter-TSO Compensation mechanism).</p> <p>In order to avoid double coverage of losses costs, the share of losses covered by the Inter-TSO Compensation mechanism shall not be included in the costs to which CI is allocated.</p> <p>d) The following cost items, on the obligatory condition that they are allocated to a specific asset which contributes to maintaining or increasing cross-zonal capacity by the NRA:</p> <p>a. Additions to accruals for asset dismantling costs,</p> <p>b. Specific insurance costs (machine insurance),</p> <p>c. Costs for rescue concepts of maintenance and repair teams.</p>	<p>For the same reason as in cost category (vii), the Methodology allows to consider proxy values.</p> <p>Paragraph (b) of Article 19(2) of Regulation 2019/943 includes "(...) covering costs resulting from network investments that are relevant to reduce interconnector congestion". Once an investment is made and the asset put into operation, obviously resulting costs include maintenance and operation costs and other costs listed in the cost categories (vii) and (viii).</p>
------	--	--

ix	ix. Other costs related to the optimisation of usage of new and existing assets which significantly contribute to maintaining or increasing cross-zonal capacity, where it is duly justified by the TSO and NRA how such costs are of cross-zonal relevance.	This category includes costs that might have not been considered at the time of elaboration of the Methodology and that subsequently prove to be of cross-border relevance.
----	--	---

Above cost categories include costs related to the achievement of the minimum binding level of capacity available for cross-zonal trade (70%) target requested by Article 16(8) of the 2019/943 Regulation. This will entail the need for network developments, and an increase in the use of costly remedial actions to increase the capacity offered to the market and guarantee further cross-border exchanges while ensuring safe system operations. Congestion Income can be spent on such purposes pursuant to Article 19(2). In case an action plan in accordance with Article 15 of Electricity Regulation or a derogation in accordance with Article 16(9) have been approved for a given year, use of congestion income shall include all relevant measures which have to be performed in pursuit of the implementation of the action plan and of solutions to the issues that the derogation seeks to address.

Article 3(2) of the Methodology states that Investments considered when allocating CI include:

- a) Cross-zonal assets (including interconnectors)
- b) Internal assets with cross-zonal relevance.