

2018-08-21

Omarbetat förslag till arrangemang för att säkerställa risksäkringsmöjligheter i enlighet med Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet (FCA-förordningen)

Förslag

För att säkerställa att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena Litauen (LT) och Sverige 4 (SE4) görs tillgängliga enligt artikel 30 i FCA-förordningen föreslår Svenska kraftnät att genomföra en nätförstärkning i form av en ny gränsförbindelse mellan elområdena Estland (EE) och Lettland (LV).

Förbindelsen kommer att utgöra en tredje gränsförbindelse mellan elområdena EE och LV och öka överföringskapaciteten mellan dessa elområden med 500 – 600 MW. Förbindelsen är planerad att tas i drift under 2020. Den utökade överföringskapaciteten mellan elområdena EE och LV kommer att minska de strukturella nätbegränsningar och minska prisskillnaderna.

Utökad överföringskapacitet mellan elområdena EE och LV kommer att skapa förutsättningar för ökade risksäkringsmöjligheter i LT. Detta möjliggör för marknadsaktörer i LT att handla prissäkringsprodukter i ett större område och använda de produkter där likviditeten är bäst.

Enligt den lettiska TSO:ns Augstsprieguma tīkls AS (Ast) tioåriga nätutvecklingsplan planerar man starta arbetet med den nya ledningen under 2019. Arbetet väntas vara klart till slutet av 2020. Utöver den nya förbindelsen kommer ombyggnad av två existerande förbindelser mellan elområdena EE och LV att fullbordas för att hantera synkroniseringen med kontinentala Europa.

Enligt artikel 30.6 i FCA-förordningen ska dessa nödvändiga arrangemang genomföras senast sex månader efter godkännandet från de behöriga tillsynsmyndigheterna. De behöriga tillsynsmyndigheterna får, på begäran från de berörda systemansvariga för överföringssystemen, förlänga genomförandetiden med högst sex månader.

Den nuvarande tidplanen för nätförstärkningen medför att de föreslagna åtgärderna inte kommer att finnas på plats vid utsatt tidfrist under 2019. Arbetet med byg-

gandet av en tredje gränsförbindelse mellan elområdena EE och LV kommer att påbörjas inom den angivna tidsfristen. Det kan dock inte anses proportionellt att vidta andra och mindre effektiva åtgärder för att hantera övergångsperioden mellan utsatt datum för när de åtgärderna ska genomföras enligt FCA-förordningen och idrifttagandet av den nya gränsförbindelsen mellan elområdena EE och LV. Mernytan för sådana ytterligare åtgärder bedöms inte vara i proportion till de merkostnader som de skulle ge.

Bakgrund

Den 17 oktober 2016 trädde FCA-förordningen ikraft. FCA-förordningen syftar till att förbättra möjligheterna till framåtblickande gränsöverskridande handel på den europeiska elmarknaden.

De behöriga nationella tillsynsmyndigheterna i Sverige och Litauen, Energimarknadsinspektionen (Ei) och Lithuanian National Commission for Energy Control and Prices (NCC), har i enlighet med artikel 30.3 i FCA-förordningen utvärderat huruvida förhandsmarknaden ger tillräckliga möjligheter till risksäkring i LT respektive SE4. Utvärderingen visar på att det finns tillräckliga risksäkringsmöjligheter i SE4, men däremot inte i LT.

I enlighet med artikel 30.1, 30.2 och 30.5 i FCA-förordningen har Ei och NCC samordnat beslutat att de berörda systemansvariga för överföringssystemen (TSO:erna), Svenska kraftnät och Litgrid, inte ska utfärda långsiktiga överföringsrätter för elområdesgränsen mellan LT och SE4. Svenska kraftnät och Litgrid ska istället säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan dessa elområden kan göras tillgängliga som ett stöd till elgrossistmarknadens funktion.

I enlighet med artikel 30.6 i FCA-förordningen ska Svenska kraftnät tillsammans med Litgrid ta fram ett förslag på nödvändiga arrangemang och lämna in det till Ei och NCC för godkännande senast sex månader efter beslut från de behöriga tillsynsmyndigheterna. Den 17 november 2017 skickade Svenska kraftnät förslaget till Ei.

Den 13 juni 2018 inkom Ei till Svenska kraftnät och Litgrid med en ändringsbegäran av förslaget som antagits gemensamt av de berörda tillsynsmyndigheterna. Förslaget har därefter omarbetats tillsammans med de baltiska TSO:erna och den polska TSO:n för att tillgodose de berörda tillsynsmyndigheternas synpunkter.

Föreliggande dokument utgör det omarbetade förslaget.

2018-10-12 05

2018-10-12 15:47:00 3

Bestämmelser som ligger till grund för förslaget

Nedan följer en sammanställning av de artiklar i FCA-förordningen som ligger till grund för detta förslag samt Ei:s beslut från den 10 maj 2017 avseende elområdesgränsen mellan LT och SE4.

FCA-förordningen

Artikel 30

Beslut om möjligheter till risksäkring avseende överföring mellan elområden

- 1) *Systemansvariga för överföringssystem vid en elområdesgräns ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter, såvida inte de behöriga tillsynsmyndigheterna för elområdesgränsen har antagit samordnade beslut om att inte utfärda långsiktiga överföringsrättigheter för elområdesgränsen. De behöriga tillsynsmyndigheterna för elområdesgränsen ska, när de antar sina beslut, samråda med tillsynsmyndigheterna i den berörda kapacitetsberäkningsregionen och ta vederbörlig hänsyn till deras yttranden.*
- 2) *Om långsiktiga överföringsrättigheter inte föreligger vid en elområdesgräns vid denna förordnings ikraftträdande ska de behöriga tillsynsmyndigheterna för elområdesgränsen senast sex månader efter denna förordnings ikraftträdande anta samordnade beslut om införande av långsiktiga överföringsrättigheter.*
- 3) *Beslut enligt punkterna 1 och 2 ska grundas på en bedömning som ska fastställa huruvida förhandsmarknaden ger tillräckliga möjligheter till risksäkring i de berörda elområdena. Bedömningen ska utföras på ett samordnat sätt av de behöriga tillsynsmyndigheterna för elområdesgränsen och ska åtminstone omfatta följande:*
 - a) *Ett samråd med marknadsaktörer om deras behov av möjligheter till risksäkring avseende överföring mellan elområden vid de berörda elområdesgränserna.*
 - b) *En utvärdering.*
- 4) *Den utvärdering som avses i punkt 3 b ska undersöka hur elgrossistmarknader fungerar och ska grundas på tydliga kriterier som åtminstone omfattar följande:*
 - a) *En analys av huruvida de produkter eller den kombination av produkter som erbjuds på förhandsmarknaderna utgör en risksäkring mot dagen före-prisets volatilitet för den berörda elområdesgränsen. En sådan produkt eller kombination av produkter ska betraktas som en lämplig risksäkring mot ändringar av dagen före-priset för det berörda elområdet*

2018-05-12-05

2018-10-24-57-00003

om det finns en tillräcklig korrelation mellan dagen före-priset för det berörda elområdet och det underliggande pris som utgör grunden för avräkningen av produkten eller kombinationen av produkter.

- b) En analys av huruvida produkterna eller kombinationen av produkter som erbjuds på förhandsmarknaderna är effektiva. För detta ändamål ska åtminstone följande indikatorer beaktas:
 - i) Handelshorizont.
 - ii) Köp/sälj-spridning.
 - iii) Handlade volymer i förhållande till fysisk förbrukning.
 - iv) Öppna kontrakt i förhållande till fysisk förbrukning.
- 5) Om den bedömning som avses i punkt 3 visar att det finns otillräckliga möjligheter till risksäkring i ett eller flera elområden ska de behöriga tillsynsmyndigheterna begära att de berörda systemansvariga för överföringssystemen
 - a) utfärdar långsiktiga överföringsrättigheter, eller
 - b) säkerställer att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden görs tillgängliga som ett stöd till elgrossistmarknadernas funktion.
- 6) Om de behöriga tillsynsmyndigheterna väljer att utfärda en begäran såsom avses i punkt 5 b ska de berörda systemansvariga för överföringssystemen utarbeta de nödvändiga arrangemangen och lämna in dem till de behöriga tillsynsmyndigheterna för godkännande senast sex månader efter begäran från de behöriga tillsynsmyndigheterna. Dessa nödvändiga arrangemang ska genomföras senast sex månader efter godkännandet från de behöriga tillsynsmyndigheterna. De behöriga tillsynsmyndigheterna får, på begäran från de berörda systemansvariga för överföringssystemen, förlänga genomförandetiden med högst sex månader.
- 7) Om tillsynsmyndigheterna beslutar att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska utfärdas av respektive systemansvarig för överföringssystem, eller att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden ska göras tillgängliga av respektive systemansvariga för överföringssystem, ska artiklarna 16, 28, 29, 31–57, 59 och 61 inte tillämpas på de systemansvariga för överföringssystemen vid elområdesgränserna.
- 8) De behöriga tillsynsmyndigheterna för en elområdesgräns ska på gemensam begäran från de systemansvariga för överföringssystemen vid elområdes-

2018-09-12 05

2018-10-24 17:00 3

gränsen, eller på eget initiativ, minst vart fjärde år och i samarbete med byrån¹, utföra en bedömning i enlighet med punkterna 3–5.

Ei:s beslut

Energimarknadsinspektionen (Ei) beslutar att:

- 1 *Affärsverket svenska kraftnät (Svk) inte ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter för elområdesgränsen Litauen (LT) - Sverige 4 (SE4).*
- 2 *Svk ska tillsammans med den systemansvariga i Litauen, Litgrid, säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområde SE4 och LT görs tillgängliga som ett stöd till elgrossistmarknadernas funktion.*
- 3 *Svk ska tillsammans med Litgrid utarbeta de nödvändiga arrangemangen och lämna in dem till Ei och den litauiska tillsynsmyndigheten, National Commission for Energy Control and Prices (NCC), för godkännande senast sex månader efter begäran under punkt 2.*

Samråd med Litgrid och övriga TSO:er

Det omarbetade förslaget till arrangemang för att säkerställa långsiktiga risksäkringsprodukter mellan elområdena LT och SE4 har tagits fram i nära samarbete med Litgrid. Samråd har även skett med den polska, estniska och lettiska TSO:n, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), Elering AS och Augstsprieguma tīkls AS (Ast). Motsvarande förslag på arrangemang överlämnas av Litgrid till NCC.

Samverkan med marknadsaktörerna

Svenska kraftnäts arbete med att uppfylla kraven i FCA-förordningen och tillsynsmyndigheternas beslut har behandlats i Svenska kraftnäts elmarknadsråd².

Vidare har Litgrid anordnat en regional workshop för de baltiska marknadsaktörerna för att informera om det pågående arbetet och för att ge aktörerna möjlighet att lämna synpunkter på olika alternativ till åtgärder för att förbättra risksäkringsmöjligheterna i LT.

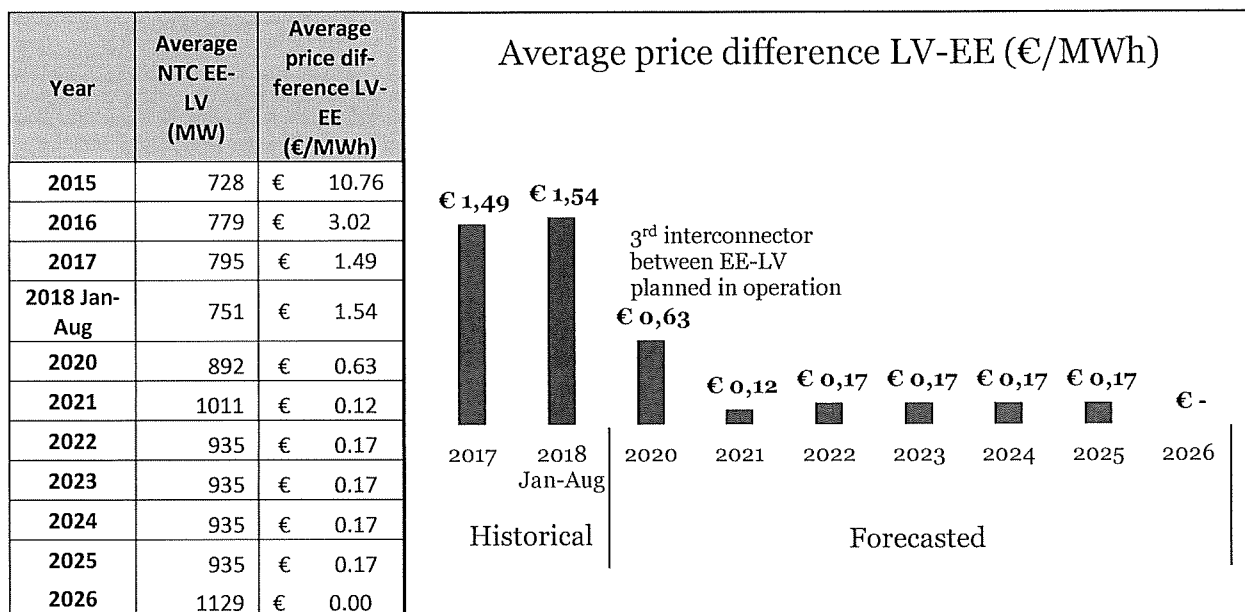
¹ Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter enligt artikel 1.1 Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 713/2009 av den 13 juli 2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter.

² Svenska kraftnät har även erbjudit marknadsaktörerna möjlighet att delta i en referensgrupp för att diskutera olika alternativ till åtgärder för att förbättra risksäkringsmöjligheterna i Litauen. Något möte genomfördes dock inte pga. lågt intresse.

Motiv till förslaget

Baserat på den analys av alternativa åtgärder som Svenska kraftnät och Litgrid har genomfört bedömer verket att den bäst lämpade åtgärden för att uppfylla de krav som ställs i FCA-förordningen är investeringen i en ny förbindelse mellan elområdena EE och LV. De olika åtgärder som har analyserats återfinns i bilaga 1.

De analyser av den historiska utvecklingen av de strukturella flaskhalsarna på gränsen mellan elområdena EE och LV som gjorts visar att ökad handelskapacitet på de baltiska externa gränserna, ex. NordBalt, leder till minskade flaskhalsar. En ytterligare förstärkning av överföringskapaciteten mellan dessa elområden bedöms minska dessa flaskhalsar ytterligare. Enligt analyser som gjorts av framtida flaskhalsar kommer den nya gränsförbindelsen mellan elområdena EE och LV leda till nästan full priskonvergens mellan elområdena EE och LV när den tas i drift i slutet av 2020, se figur 1.



Figur 1: Sammanfattning av historiska och prognostiserade genomsnittliga NTC värden och prisskillnad mellan EE och LT för perioden 2015 -2026

Det möjliggör för aktörerna att prissäkra sig inom ett större upptagningsområde och därigenom i den produkt som har den bästa likviditen inom upptagningsområdet. Med hänsyn till att prisskillnaden mellan LV och LT redan idag är mycket låg och att det även finns en god priskorrelation mellan elområdena EE och Finland (FI) skapar det förutsättningar för den aktör som önskar prissäkra sig i LT att an-

vända mer likvida EPAD-kontrakt³ i något av dessa elområden. Förslaget säkerställer därmed ökade möjligheter till risksäkring i LT. Då risksäkringsmöjligheterna i SE4 redan bedöms tillräckliga innebär det att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena LT och SE4 därmed görs tillgängliga som ett stöd till elgrossistmarknadernas funktion.

Förslaget medför inga tillkommande kostnader utöver själva nätförstärkningen som beräknas medföra en positiv samhällsekonomisk nytta för den baltiska regionen i form av mindre nätbegränsningar och en ökad försörjningstrygghet. Genom att TSO:n inte vidtar några åtgärder på den finansiella marknaden riskerar förslaget inte heller TSO:ns trovärdighet som en oberoende aktör. Förslaget skapar därutöver förutsättningar för den finansiella marknaden att på egen hand lösa dagens likviditetsproblem och medför därmed ingen negativ marknadspåverkan eller någon omfördelning av kostnader och risker mellan de olika kundkollektiven.

Enligt tidplanen finns följande milstolpar för implementering av den nya gränsförbindelsen mellan elområdena EE och LV:

- Den 1 februari 2018 signerades avtalet om att börja genomförandet av den nya gränsförbindelsen med entreprenören
- Byggstart är planerad till 2019 och ska vara klart i slutet av 2020. Projektet inkluderar:
 - Uppförande av en 330 kV stamnätsledning mellan Kilingi-Nomme-Riga
 - Utbyggnad av Riga TEC-2 transformatorstation

I och med förekomsten av reglerade priser och att den litauiska marknaden utgörs av ett fåtal större aktörer med möjlighet till intern riskhantering är efterfrågan på marknadsvärderade risksäkringsprodukter i LT idag begränsad. Svenska kraftnät anser därför inte att det är rimligt att under en övergångsperiod fram till att gränsförbindelsen mellan elområdena EE och LV är på plats vidta någon form av kortsiktig åtgärd på den finansiella marknaden då kostnaden för detta inte bedöms vara i proportion till nyttan.

³ Electricity Price Area Differential (EPAD) är ett finansiellt kontrakt som refererar till skillnaden mellan områdespriset och systempriset på den nordiska elbörsen Nord Pool.

Påverkan på Svenska kraftnät och de svenska marknadsaktörerna

Förslaget medför inga ökade kostnader för Svenska kraftnät eller de svenska marknadsaktörerna. I den mån svenska aktörer genomför prissäkringar i LT bedöms kostnaden för detta att sjunka som en följd av bättre möjligheter till risksäkring i detta elområde.

2018-10-12-05

2018-10-24-0003

Bilaga 1

Utvärdering av alternativa åtgärder för att säkerställa risksäkringsmöjligheter i LT

Nedan följer Svenska kraftnäts och Litgrids utvärdering av alternativa åtgärder för att förbättra risksäkringsmöjligheterna i LT och därigenom säkerställa att risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena LT och SE4 görs tillgängliga.

Nasdaq ställer ut EPAD Vilnius i LT

Alternativet innebär att Nasdaq introducerar en EPAD för elområde LT, då det idag inte finns någon EPAD för detta elområde.

Fördel	Nackdel
Möjliggör prissäkring med korrelation 1 i elområde LT.	Då priskorrelationen mellan LT och LV är 99 procent utgör EPAD Riga i LV redan en fullgod produkt för prissäkring i LT. Om EPAD Vilnius introduceras så är risken stor för att detta försämrar dagens förutsättningar genom att den redan låga likviditeten i EPAD Riga splittras mellan två produkter.

TSO:n anlitar en market maker

Alternativet innebär att TSO:n upphandlar en market maker som säkerställer att det finns köp- och säljbud i marknaden i enlighet med de villkor som TSO:n anger avseende tidsfönster, närvaro, spread och volym.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att TSO:n anlitar en market maker för EPAD Riga.

Fördel	Nackdel
Stöttar befintliga EPAD-kontrakt över alla tidshorisonter och skapar därmed förutsättningar för en ökad likviditet.	Ingen lämplig lösning i enlighet med slutsatserna från NordREG:s rapport "Measures to support the functioning of the Nordic financial electricity market" ⁴ på grund av den snedfördelning som råder mellan produktion och förbrukning i elområdena LT och LV. Risk att splittra likviditeten mellan flera marknadsplatser då det i upphandlingsförfarandet inte går att ställa krav på vilken marknadsplats market makern ska agera på. Relativt hög kostnad för att uppfylla de krav som behövs för att öka likviditeten. Kostnaden risker därmed att överstiga nyttan.

⁴ Measures to support the functioning of the Nordic financial electricity market, THEMA Consulting Group och Hagman Energy AB på uppdrag av NordREG, ISBN nr. 978-82-93150-84-8.

TSO:n auktionerar EPAD combo-kontrakt

Alternativet att auktionera EPAD combo-kontrakt innebär att TSO:n auktionerar ut en säljposition i ett elområde och en köpposition i ett annat elområde i lika stora volymer. Ett EPAD combo-kontrakt består därmed av två EPAD-kontrakt i två olika elområden som resulterar i prisskillnaden mellan dessa elområden.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att TSO:n auktionerar EPAD combo-kontrakt från SE4 till LT⁵.

Fördel	Nackdel
Möjliggör ökad likviditet i EPAD-marknaden.	<p>Ingen lämplig lösning mellan elområdena LT och SE4 då efterfrågan överstiger utbudet i båda dessa områden. Att auktionera ut ett EPAD combo-kontrakt som medför ett köp av EPAD-kontrakt i SE4 riskerar därmed att försämra dagens förutsättningar till risksäkring i SE4.</p> <p>En ny roll för TSO:n. Medför uppstartskostnader och anpassningar av organisationen samt riskerar TSO:ns trovärdighet som oberoende aktör.</p> <p>Medför ökade kostnader och risker för TSO:n som i sin tur leder till en omfördelning av kostnader och risker mellan nät- och handelsaktörerna. Därutöver finns en osäkerhet huruvida kapacitetsavgifterna kan nyttjas till detta ändamål.</p> <p>Risk att likviditeten koncentreras till auktionen på bekostnad av en fungerade kontinuerlig handel.</p>

TSO:n auktionerar EPAD-kontrakt

Alternativet innebär att TSO:n anordnar auktioner för EPAD-kontrakt. TSO:n kan antingen köpa eller sälja EPAD-kontrakt beroende på behovet i marknaden.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att TSO:n säljer EPAD Riga-kontrakt.

Fördel	Nackdel
Möjliggör ökad likviditet i EPAD-marknaden.	<p>Medför en stor risk för TSO:n om denne endast säljer EPAD-kontrakt eftersom TSO:n då inte har någon underliggande säkerhet i form av kapacitetsavgifter vilket resulterar i en högre och mer volatil stamnätstariff. Kostnaden riskerar därmed överstiga nyttan.</p> <p>En ny roll för TSO:n. Medför uppstartskostnader och anpassningar av organisationen samt riskerar TSO:ns trovärdighet som oberoende aktör.</p> <p>Medför ökade kostnader och risker för TSO:n som i sin tur leder till en omfördelning av kostnader och risker mellan nät- och handelsaktörerna.</p>

⁵ Då det inte finns EPAD-kontrakt i Polen (PL) och priskorrelation mellan LV och LT är nästintill 1 så är detta inte en lämplig åtgärd för gränsförbindelserna mellan PL och LT respektive LV och LT.

2018-10-12-05

2018-10-24-57-00003

Risk att likviditeten koncentreras till auktionen på bekostnad av en fungerade kontinuerlig handel.

TSO:n handlar EPAD-kontrakt via en portföljförvaltare

Alternativet innebär att TSO:n handlar EPAD-kontrakt på den befintliga kontinuerliga EPAD-marknaden via en portföljförvaltare som upphandlas av TSO:n. Portföljförvaltaren utför handeln i enlighet med det mandat som TSO:n fastställer.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att portföljförvaltaren köper EPAD-kontrakt i SE4 och säljer i LT⁶.

Fördel	Nackdel
Ökar likviditeten i EPAD-marknaden.	Ingen lämplig lösning att köpa EPAD-kontrakt i SE4 då efterfrågan redan överstiger utbudet i detta elområde och det riskerar därmed att försämra dagens förutsättningar till risksäkring i SE4.
Flexibel lösning som lätt går att anpassa om marknadsförutsättningarna förändras.	Medför ökade kostnader och risker för TSO:n som i sin tur leder till en omfördelning av kostnader och risker mellan nät- och handelsaktörerna. Därutöver finns en osäkerhet huruvida kapacitetsavgifterna kan nyttjas till detta ändamål. TSO:n blir en mycket stor aktör på marknaden och portföljförvaltaren ges därmed en fördel gentemot övriga aktörer vilket risker trovärdigheten i marknaden.

TSO:n ökar volymen överföringsrättigheter

Alternativet innebär att berörda TSO:er ökar volymen överföringsrättigheter över en gränsförbindelse där överföringsrättigheter redan existerar.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att öka volymen överföringsrättigheter mellan EE och LV.

Fördel	Nackdel
Ökar risksäkringsmöjligheterna i LV och därmed även i LT.	Då en stor andel av den tillgängliga kapaciteten mellan EE och LV redan allokeras till marknaden i form av överföringsrättigheter är utrymmet för att öka denna volym begränsad. Om volymen överföringsrättigheter överstiger den fysiska kapaciteten medför detta en stor risk för TSO:n som då inte har någon underliggande säkerhet i form av kapacitetsavgifter vilket resulterar i en högre och mer volatil stamnätstariff. Kostnaden riskerar därmed överstiga nyttan.

⁶ För att minska risken för TSO:n är det önskvärt att köpa och sälja EPAD-kontrakt i olika elområden och använda kapacitetsintäkterna mellan dessa områden som underliggande säkerhet. Då det inte finns EPAD-kontrakt i PL och priskorrelation mellan LV och LT är nästintill 1 så är detta inte en lämplig åtgärd mellan PL och LT respektive LV och LT.

TSO:n vidtar relevanta nätförstärkningar

Alternativet att TSO:n vidtar relevanta nätförstärkningar innebär att TSO:n baserat på samhällsekonomiska analyser förstärker nätet där det behövs för att utjämna prisskillnaderna och skapa ett större upptagningsområde för risksäkring i de berörda elområdena.

Utvärderingen utgår ifrån alternativet att investera i en ny gränsförbindelse mellan EE och LV.

Fördel	Nackdel
Skapar förutsättningar för den finansiella marknaden att på egen hand lösa dagens likviditetsproblem.	Tar lång tid att implementera.

2018-09-12-05

2018-10-24-17-00-03