



ТРЕНДОВИ У ВАЛИДАЦИЈИ КООРДИНИСаниХ ПРЕКОГРАНИЧНИХ КАПАЦИТЕТА

TRENDS IN COORDINATED CROSS - ZONAL CAPACITY CALCULATION VALIDATION

Предраг Р. ВУЈОВИЋ, TSCNET Services GmbH, Deutschland/Факултет Техничких Наука, Универзитет у Новом Саду, Србија

Лука В. СТРЕЗОСКИ, Департман за Енергетику, електронику и телекомуникације, Факултет Техничких Наука, Универзитет у Новом Саду, Србија

КРАТАК САДРЖАЈ

Оператори преносних система су у обавези да, пре објаве коначних вредности, валидирају прекограничне капацитете до којих се дошло у процесима координисаних прорачуна преносних капацитета. Према ЕУ 2015/1222 предвиђена су два степена валидације. Координисана валидација се, за сада, своди на размену и консолидацију информација о расположивим тополошким мерама као и потенцијалима прерасподеле генераторске производње. Значајнији развој предвиђа се у наредним годинама. Локална валидација је већ неко време у центру пажње оператора преносних система као важан алат за сагледавање резултата координисаних прорачуна капацитета. Многобројни су фактори који се узимају у обзир, а један од доминантних који одређује оперативни ризик, представља минимални гарантовани ниво преносних капацитета. Актуелни модели оптималне конфигурације уклопног стања преносне мреже неретко резултују преоптерећењима преносних елемената неиспуњавајући на тај начин неопходни ниво сигурности система. Процена је да је ниво ризика аплициран у регионалним координацијама (иако још увек у развоју) значајно мањи од оног у актуелним процесима. То доводи до ниских прорачунатих капацитета те се јавила потреба за прелазним решењем у виду минималних гарантованих нивоа прекограничних преносних капацитета. Дисбаланс могућег, према моделима и расположивим превентивно-куративним мерама с једне, и обавезујућих регулаторних захтева са друге стране, захтева солидну процедуру за процену мере њихове одрживости. Валидацијом се утврђује ниво могућих оперативних ризика уколико би оптимум алокација био одређен мрежним ограничењем минималног гарантованог капацитета. У случају да су процењени оперативни ризици довољно високи – потребно је прорачунати минималне неопходне корекције капацитета на одговарајућим мрежним елементима чиме би се осигурао прихватљив ризик сигурног рада електроенергетског система. У овом раду приказани су трендови у процесу валидације као и идеје за унапређење постојећих метода и превазилажење проблема у пракси. Циљ будућег истраживања аутора биће унапређење модела на основу закључака приказаног истраживања.

Кључне рећи: валидација прекограничних капацитета, координисани прорачуни капацитета, оптималне (ре-)конфигурације преносне мреже

ABSTRACT

Transmission system operators (TSO) are obliged to validate cross border capacities obtained in coordinated regional processes. According to EU 2015/1222 two subsequent validation steps are foreseen. Coordinated validation comes first. Currently it comprises exchange and consolidation of information on available grid reconfiguration actions and generation (re-)dispatching potential. Considerable development is expected in the years to come. Local validation, on the other hand, has been in the focus of the TSOs since the beginning of coordination. It is often the only powerful tool for assessment of the outcomes of regional and cross-regional coordination capacity calculation process. Ongoing experimentation phases indicate that even after optimal grid configuration is achieved, critical network elements are often overloaded endangering n-1 grid security criterion. Even though one would expect that higher coordination leads to more efficient utilisation of interconnected power grids, room for improvement is still quite wide. Observed conservatism in calculation models results with insufficient increase of capacity available for the market. Pragmatic measure for overcoming the blockage is found in requested minimum guaranteed capacity level. Misbalance between the possible, judging by provided

network models and available remedies, and the obligatory, given in the regulations, requires a solid procedure for assessment of sustainability of the latter. Operational risk TSOs might be exposed to, in case allocation results are driven by the network security constraints adjusted to meet the regulations, is the subject of the validation. If the risk is assessed as high enough, corrections of capacities might be required to ensure power system operation security. This paper presents trends in validation providing ideas for improvement and options to overcome difficulties observed in current development. One of the authors future research directions will be improvement of validation models, based on the conclusions from the presented research.

Key words: cross-zonal capacity calculation validation, coordinated capacity calculations, optimal reconfiguration of power system transmission grid

p.vujovic@tscnet.eu, +491741847095, lukastrezoski@uns.ac.rs, +381642675191

УВОД

Средином 2015. године Европска комисија је донела регулативу [2] којом се регулише координисана алокација прекограничних капацитета и управљање загушењима. Овај документ дефинише обавезујуће захтеве према свим учесницима на тржишту (операторима преносних система, именованим операторима тржишта електричне енергије, регулаторним телима и Европској агенцији за имплементацију и функционисање интегрисаног тржишта електричне енергије) електричне енергије за наредни дан и за наредни сат [8]. Регулатива [2] дефинише основне елементе и захтеве оптималне дефиниције бидинг зона, координисаних прорачуна капацитета, алокације прекограничних капацитета у условима слободног тржишта као и управљање резидуалних загушења. У оквиру дефинисања прорачуна капацитета дају се и дефинисано је и место валидација прекограничних капацитета где се у члану 26 [2] дефинише да сваки оператор преносног система полаже право на евентуално кориговање нивоа прекограничних капацитета прорачунатих у одговарајућем координисаном регионалном процесу.

Капацитети се прорачунавају применом координисаних „flow based“ (FB) или „net transmission capacity“ (NTC) прорачунима у зависности од конфигурације мреже и усмерености токова снага одговарајуће регије. У регијама са упетљаним преносним мрежама примењује се први приступ због високе транспарентности прорачуна, недискриматорног приступа према учесницима на тржишту као и оптималног коришћења постојеће инфраструктуре у циљу максимизације нивоа благостања („social welfare“). Детаљни модели електроенергетског система, прорачуни на нивоу релевантних мрежних елемената за одговарајући ниво сигурности, транспарентност утицаја спољних („external“-), транзит токова („transit“-), повратних („loop“-) токова само су неки од фактора који омогућавају адекватан ниво транспарентности неопходан за функционисање јединственог слободног тржишта и уживање бенефита који оно доноси.

Међутим, различит ниво развоја локалних система, оперативне праксе оператора преносних система, усаглашености националних регулатива као и недовољно обавезујуће европске регулативе утицали би на ефективност и ефикасност имплементације координисаних прорачуна и предвиђеног дизајна тржишта. Имплементирање јединственог тржишта изискивало је значајне промене у пословним процесима где су оператори преносних система требали да задрже одговорност вођења система док би, неке од важних функција, нпр. прорачуне капацитета, делегирали новоформираним регионалним центрима. Иако су оператори и даље имали потпуну контролу дефинишући у потпуности методологију по којој би се прекогранични капацитети рачунали, ипак је темпо имплементације тржишта изискивао промене у приступу. Поред промене у пословним процесима који су тражили измене устаљених локалних оперативних процеса, неки од разлога могли би се наћи и у резултатима дугогодишњих регионалних пројеката где су очекивани резултати изостали и због различитих нивоа оперативних ризика садржаних у симуларним координисаним прорачунима у односу на актуелне билатерално/трилатерално/суб-координисане. Такође несразмерно високи нивои алоцираних капацитета у прорачунатим годишњим и месечним неадекватно координисаним прорачунима, остављали су недовољно капацитета у симулираним дневним аукцијама одајући утисак нефункционалности модерних технологија.

Поред наведеног, оваква поставка имала је још једну карактеристику – субоптимални погон. Уклопно стање у моделима за референтни дан, као приближна процена производње и потрошње за дан за који се прорачунавају капацитети, као и само једна одабрана конфигурација мреже значајно су утицали на скромне резултате. Решење је понуђено у [2] и [7] где се између осталог отворио простор за адекватну меру између жељеног нивоа координације и очекиваних грантованих минималних резултата с једне, и обезбеђивања адекватне улоге оператора преносних система као јединих одговорних за вођење система кроз имплементацију координисане и локалних валидација с друге стране.

ОДРЖИВОСТ КООРДИНИСАНИХ ПРОРАЧУНА ПРЕНОСНИХ КАПАЦИТЕТА

Ефикасност тржишта електричне енергије зависи и од нивоа координације у прорачунима прекограничних капацитета. Прекогранични капацитети чине једно од фундаменталних ограничења имплицитних алгоритама. Веома је важно да кроз координисане прорачуне дође до оптималних капацитета који би обезбедили, са једне стране, очекивани ниво оперативног ризика у складу са усаглашеним регионалним и локалним оперативним ризицима вођења система, а са друге, минимални финансијски ризик свих учесника у тржишту. Другим речима, мрежна ограничења морају бити оптимално моделована што се омогућава комбинацијом централних и локалних функција. Локалне функције су у потпуној надлежности и одговорности оператора преносних система, док је одговорност за имплементацију, оперативну употребу, одржавање и унапређење централних функција на регионалним контролним центрима¹ („regional control center – RCC“) који имају функцију координатора прорачуна прекограничних капацитета. Релевантне методологије су дефинисане од стране оператора преносних система организованих у регионалне иницијативе и потврђене од стране Агенције Европске Уније за кооперацију националних енергетских регулаторних агенција (ACER²).

Упрости дијаграм³ тока процедуре прорачуна координисаних прекограничних капацитета за дан/за сат је представљен на дијаграму.



Упрости приказ процеса прорачуна за дан/сат унапред са местом координисане и локалне валидације.

Иако детаљи читавог процеса нису предмет овог рада, значајно је напоменути да валидација почиње провером конзистентности и квалитета улазних података. Неопходно је да квалитет улазних података буде одговарајући јер се координисани прекогранични капацитети одређују на нивоу сваког мрежног елемента. Улазни подаци морају бити конзистентни јер аутоматизовани процеси елиминишу неконзистентне податке како би се обезбедио наставак процеса.

Максимални капацитети у складу са спојеним дневним моделима који инкорпорирају најбоље прогнозе погона система као и најбољу прогнозу базног уклопног стања, добијају се по проналажењу оптималне конфигурације система на основу достављених превентивних и корективних мера као и моделованих најбољих оперативних пракси. Практика је показала да у овом тренутку постоји приличан дисбаланс између очекиваних капацитета као излаза из оптимизационе рутине и онога што достављени модели дозвољавају. Узроци су различити – од још увек недовољно координисаних годишњих и месечних капацитета до конзервативности у апликацији оперативних ризика у достављеним параметрима улазних података и индивидуалних модела. Функционисање тржишта електричне енергије ипак мора бити омогућено тако што ће се минимални, предвидиви, преносни капацитети у одговарајућем обиму гарантовати без обзира на резултат координисаних прорачуна капацитета. Према [7] циљни минимални гарантовани капацитети за дневне имплицитне алокације су 70% инсталираних капацитета елемената. У процесу дерогације [3] и [4] усвојени су различити национални планови који омогућавају операторима преносних система, да у року од неколико година, кренувши од прихватљиве дерогиране вредности стекну потребно искуство, припреме своје организације, системе и процедуре и достигну законом прописани минимум.

¹ До средине 2022, то су RSC („regional security coordinator“)

² <https://www.acer.europa.eu>

³

Експерименти [9] сведоче да, максималне вредности регионалних капацитета после оптималне реконфигурације често не достижу дерогирани ниво минималних гарантованих вредности. Прорачунате максималне вредности капацитета у сваком случају представљају оне нивое који би се могли понудити тржишту уз минималне оперативне ризике тј. евентуално пуно искоришћење тако прорачунатих капацитета, у реалном времену, не би довело до угрожавања нивоа сигурног рада система. Претпоставка да се тржишту може понудити минимални гарантовани капацитет који је већи од оног израчунаог, представљала би ризик од излагања електроенергетског система ризику од рада у недопустивом домену. Естимација нивоа оперативних ризика врши се (линеаризованим) прорачуном токова снага у базној конфигурацији као и за непланиране испаде на спојеним два-дана-унапред моделима [5, чланови 6 – 10]. Оперативни ризик радне тачке у коју би систем дошао када би тржиште дошло у такав еквilibrium понуде и потражње проверава се у процесу валидације. Мера прихватљивог односа оперативног према финансијском нивоу ризика се процењује и по потреби коригује у току валидација капацитета. Сваки оператор може смањити капацитете на меру која не угрожава пројектовани ниво оперативне сигурности. Осим тога, оператори преносног система су такође у обавези да капацитете и прорачунавају и валидирају координисано са другим операторима преносних система у окружењу.

2.1 Минимални гарантовани нивои координисаних прекограничних капацитета

Према [5] оптимизациона функција која се користи за максимизацију капацитета на елементима од интереса јесте функција минималног релативног системског капацитета – капацитет најоптерећенијег елемента од интереса за прорачуне прекограничних капацитета скалиран на суму коефицијената осетљивости елемента на унутрашње зоналне размене.

Када је модел електроенергетске интерконекције загушен у околини референтног подручја рада, прво је потребно проверити да ли је могуће реконфигурисати мрежу како би се превела у подручје сигурног рада. Ако је то могуће онда се налази оптимално решење које резултује максималним капацитетима. Сигурносна ограничења оптимизационог проблема моделована су линеарном суперпозицијом утицаја трансформатора са променљивим фазним ставом и тополошких мера. Поред сигурносног ограничења токова снага елемента електроенергетског система, рекофигурација мреже узима у обзир и стандардна ограничења расположивог опсега промене фазног става трансформатора, трансформаторске групе, као и скуп ограничења из стандардне оперативне праксе.

Осигурањем минималних капацитета обезбеђују се минимални капацитети за комерцијалне размене на свим границама укључујући и оне ван координационе регије. Према члану 9 из [5], у збиру, ниво координисаних капацитета по критичним елементима у координационој регији и ниво токова који се осигурава за комерцијалне размене изван координационе регије мора бити бар једнак одговарајућем проценту максимално трајно допустивих капацитета.

Минимални капацитет [7] елемената за прекограничне трансакције треба да је 70% максималног трајног допустивог капацитета елемента за све релевантне преносне мрежне елементе осим за оне за које је усвојена дерогација или је усвојен акциони план за решавање структурних загушења. У случају дерогације или акционог плана, усваја се линеарна трајекторија према којој се предвиђа да се до 2026 г. достигну циљне вредности максимално трајно допустивих нивоа.

Оптимизациона функција имплицитно максимизује иницијалне прекограничне капацитете реконфигуришући мрежу тако да евентуална апликација превентивне или корективне мере буде што ефикаснија и ефективнија са аспекта прекограничне трговине. У тренутним имплементацијама оптимизационих модела минимални гарантовани капацитети се експлицитно не моделују, већ се добијени максимални израчунати капацитети пореде са минимално гарантованим. Коначно, већа од две вредности се узима као референтна за валидацију.

2.2 Валидација

Валидација прекограничних капацитета са аспекта сигурности погона и оперативних ризика спроводи се у два корака – координисано и локално.

2.2.1 Координисана валидација

Први степен валидације, као централна функција, има за циљ проверу одрживости минималних гарантованих капацитета, у случају да су они већи од прорачунатих, узимајући у обзир целу координациону регију и све расположиве мере. Очекивани резултат је двојак: резултат валидације капацитета узимјући у обзир минимално гарантоване и већ алоциране капацитете и, у случају негативне валидације, одређивање оптималних корективних фактора који осигуравају оптималне прекограничне капацитете. Предвиђено је да надлежни регионални контролни центри у функцији ентитета одговорних за координисане прорачуне прекограничних капацитета, усаглашавају превентивне и корективне мере са суседним регионалним контролним центрима.

У почетној фази имплементације, оператори преносних система, углавном само размењују информације о расположивим корективним и превентивним мерама које онда, у складу са својим процедурама, могу узимати у обзир у локалној валидацији. Пуну функцију, координисана валидација ће достићи својом пуном имплементацијом, као централне функције која сагледава међузависност свих расположивих мера узимајући у обзир целу интерконекију.

2.2.2 Локална валидација У другом кораку, сваки оператор преносног система, валидира резултате координисаних прорачуна капацитета, дајући коначно одобрење њиховог слања номинованим тржишним операторима ("NEMO"). Оператори преносног система су једини одговорни за вођење електроенергетског система и у том смислу важно је обезбедити да локална валидација буде имплементирана у потпуности у тренутку пуштања у рад регионалног процеса. Координисана валидација, иако сведена на обезбеђивање транспарентности расположивих мера, даје могућност локалним операторима да шире сагледају оперативне ризике и боље процене корективне факторе.

У процесу локалне валидације оператори преносних система имају право да смање капацитете ради обезбеђивања сигурног рада система. Евентуалне корекције могу ићи само у правцу неопходног минимума узимајући у обзир све очекивано расположиве мере како би се кориговале вредности у случају непланираног испада или принудног отказа елемента преносног система, када расположиве мере нису довољне да би се обезбедио сигуран погон система, покривање реактивних оптерећења елемената система или грешака у улазним подацима.

У случају потребе или захтева било ког тржишног учесника или регулаторног тела, оператор преносног система је дужан да достави образложење и докаже оправданост корекција капацитета.

Квартално, регионални координатори идентификују сценарија у којима је долазило до редукције минималних капацитета, процењују економске губитке и дају преглед и анализу мера које су аплициране како би се учестале редукције смањиле или потпуно избегле.

2.2.3 Идеја за унапређење локалне валидације

Оператор преносног система, по завршетку прорачуна има максималне вредности капацитета одређене техничким параметрима достављених модела и минималне обавезујуће вредности гарантованих капацитета.

Локална валидација се у принципу заснива на стандардним прорачунима токова снага базирајући се у великој мери на искуству или знању оператора (у смени). Модерни прорачуни капацитета су високо координисани и интегришу напредне и комплексне оптимизационе процедуре реконфигурације система. Искуство стечено у једноставнијим процесима значајно мањих захтева за координацију и мање комплексности даје субоптимална и тешко одбрањива решења. Колекција мера које и појединачно и колективно имају тенденцију унапређења оперативних процеса од интереса, кохереност аплицираних акција као и њихову сагласност са законском регулативом, могла би се свести на (листа није неопходно коначна):

- унапређено претраживање потенцијално критичних радних тачака система,
- унапређено дефинисање обсервабилног подручја по ширини (узимањем у обзир одговарајућег дела од интереса суседних система) и по дубини (узимањем у обзир мера, превасходно редиспечинга потенцијала, дистрибутивних система)
- апликацију оптимизационих процедура које би обезбеђивале минималну девијацију од координисаних акција ако је процена оперативних ризика несигурног рада довољно велика.

Неке од идеја за унапређење представљене су у наставку.

Минимални обавезујући капацитети са прилично великом вероватноћом намећу захтев за повећањем капацитета понекад и значајно више од вредности прорачунатих на основу токова снага и детаљних модела система. У том тренутку оператори приступају валидацији која се своди на проверу постојања одговарајућег уклопног стања и погона електроенергетског система таквог да се осигура сигуран погон за оптималне вредности које могу бити остварене на тржишту. Када се валидација капацитета одвија, оператори имају на располагању процењена или вероватна кретања на тржишту узимајући у обзир различите параметре који могу утицати на тржишна кретања. Радна тачка система од интереса може се одредити узимајући у обзир размене на релевантним границама. Укупан број радних тачака, у случају регије са n граница одређује 2^n радних тачака, вертекса домена сигурног рада где се, у зависности од понуде и потражње на тржишту, може наћи оптимум.

Срећом, није неопходно све њих валидирати јер је велики број вертекса, иако математички квалификован, слабо вероватан. Одржив процес валидације заснива се на кластеровању вертекса. Иако се на тај начин број потенцијалних радних тачака сведе на пребројиво много, и даље је то потенцијално велики број за директно процесуирање у регуларној дневној процедури. Неке од могућности за превазилажење проблема су одређивање подгрупа од неколико вертекса најближих прогнозираној

радној тачки система. Аутоматском процедуром могуће је извршити паметно претраживање и одредити подскупу релевантних елемената кластера за сваки сат. На тај начин, могућност превида или грешке субјективног одређивања ”реалних” радних тачака система се смањује. Користан критеријум за одабир квалификованих радних тачака могла би бити вероватноћа тржишног одзива одговарајућег подскупа локалних система од утицаја на зону обсервабилности локалне валидације. Иако се, по инерцији, локална валидација ограничава на локалну мрежу, такав приступ може бити ризичан јер утицаји локалних мера на интерконекије изостају. Могуће је поред сопствених превентивних и корективних мера, са одговарајућом вероватноћом расположивости узимати мере које су лоциране и у другим мрежама. У том случају сразмерно се проширује и локална обсервабилна зона тако да покрије елементе система у електричној близини сопствених елемената и свих мера које се узимају у обзир. На тај начин се значајно доприноси одрживости добијеног решења.

После одабира релевантне радне тачке дефинисања зоне обсервабилности, проверава се ниво асоцираних оперативних ризика. У случају да може детерминисати бар једно уклопно погонско стање система које је у складу са погонским ограничењима мрежних елемената и генераторских јединца, минимални гарантовани капацитет се сматра одрживим. Ако то није случај, онда сигурно постоји бар једна конфигурација која обезбеђује минимално смањење капацитета. Оптимална вредност зависи од нивоа прихватљивих оперативних ризика, расположивости свих превентивних и корективних мера као и од расположивости и резерви редиспечинга.

Кориговане вредности капацитета по елементима уз одговарајућа образложења се благовремено достављају операторима тржишта.

ЗАКЉУЧАК

Прелазак на модерне технологије у прорачунима капацитета представља велики изазов у великим системима какве су електропривреде. Оператори преносних система, као одговорни за вођење електроенергетских система, све више су усмерени не само на одрживо него и на профитабилно управљање системом. Традиционалне технологије имају велике потешкоће да дају адекватан одговор на захтеве учесника у тржишту због својих ограничених нивоа технички одрживе координације, адекватне везе између оперативног и тржишног и недовољне транспарентности, што су неки од кључних аспеката за одржив развој тржишних привреда.

Локалне процедуре за валидацију могле би се значајно унапредити проширивањем обсервабилног подручја не само по ширини, него и по дубини - паметним узимањем у обзир дистрибуираних генератора на дистрибутивним нивоима. На овај начин би се могло утицати на потенцијал постојећих превентивних и корективних мера, а тиме и ефикаснији и ефикаснији прорачун прекограничних капацитета и ефикасније функционисање тржишта.

LITERATURA

- [1] 2009, “Regulation (ec) no 714/2009 of the european parliament and of the council”, “Official Journal of the European Union”, “L 211/15”
- [2] 2015, “Commission regulation (eu) 2015/1222 of 24 July 2015 on establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”, “L 197/24”,
- [3] ACER, “Recommendation no 01/2019 of the european union agency for the cooperation of energy regulators of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943”, “L 197/24”
- [4] CCR Core TSOs’ cooperation, 2019, “Derogation proposals of Core TSOs in accordance with Art. 16.9 Regulation 2019/943: Core common document”,
- [5] CCR Core TSOs’ cooperation, 21 Februar 2018, “Day-ahead capacity calculation methodology of the Core CCR in accordance with Article 20 ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing the guideline on capacity allocation and congestion management”, https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/Creos_Luxembourg/pdf_codes_reseaux/CORE_CCM_Day_ahead.pdf,
- [6] CCR Core TSOs’ cooperation, 27 June 2017, “Explanatory note DA FB CC methodology for Core CCR”, <https://consultations.entsoe.eu/markets/core-da-ccm/>
- [7] “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Text with EEA relevance.)”, L 158/54, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.ENG&toc=OJ:L:2019:158:TOC
- [8] Ђаловић С. Милан, Сарић Т. Андрија, Стефанов Ч. Предраг, 2005 г., ”Експлоатација електроенергетских система у условима слободног тржишта”, Технички Факултет Чачак, Београд
- [9] <https://core-parallelrun-publicationtool.jao.eu/core>

ЗАХВАЛНИЦА

Овај рад је подржан од стране Факултета техничких наука у Новом Саду, Департмана за енергетику електронику и телекомуникације, у оквиру реализације пројекта под називом: "Развој и примена савремених метода у настави и истраживачким активностима на Департману за енергетику, електронику и телекомуникације".