

UPRAVLJANJE ZAGUŠENJEM U PRIJENOSNOJ MREŽI

Mr. sc. Goran Majstrovic, dr. sc. Nijaz Dizdarevic, mr. sc. Davor Bajs, Zagreb

UDK 621.316.1:621.305.052.7
PREGLEDNI ČLANAK

Otvaranjem tržišta električne energije sa svim popratnim posljedicama (restrukturiranje elektroprivrednih tvrtki, razdvajanje djelatnosti, promjena zakonodavstva, formiranje operatora sustava i tržišta, regulacija energetskog sektora, privatizacija) bitno su se promijenili uvjeti pogona i planiranja razvoja prijenosne mreže. Uloga prijenosne mreže sada se nalazi u funkciji osiguravanja učinkovitog tržišta električne energije, odnosno postizanja zadovoljavajuće razine konkurentnosti između proizvodnih subjekata na tržištu te pružanja mogućnosti potrošačima da sami biraju svog opskrbljivača električne energije. Opskrbljivač ne mora nužno biti samo iz vlastitog, već može biti i iz drugih elektroenergetskih sustava, pri čemu se iznos uvoza, izvoza i tranzita značajno povećava. Pri tome jednu od najvećih prepreka realizaciji svih željenih tržišnih transakcija predstavlja pojava zagušenja u prijenosnoj mreži. U ovom je radu opisan problem prepoznavanja i upravljanja zagušenjem u prijenosnoj mreži.

Ključne riječi: tržište električne energije, razmjena snage, zagušenje u prijenosnoj mreži, upravljanje zagušenjem.

1. UVOD

Elektroenergetski sustavi susjednih zemalja inicijalno su započeli s električkim povezivanjem ponajprije iz razloga povećanja pouzdanosti pogona. Nakon toga, međusobna povezanost korištena je radi ostvarivanja razmjene energije, uglavnom putem dugoročnih bilateralnih ugovora. Nakon dugotrajnih analiza učinkovitosti takvog tradicionalnog načina upravljanja, elektroenergetski sektor u Europi ulazi u postupak restrukturiranja, zbog čega elektroenergetska mreža u Europi danas predstavlja osnovnu infrastrukturu za obavljanje znatno složenijih tržišnih transakcija. Tradicionalne okomito organizirane elektroprivredne tvrtke koje su do sada kontrolirale i upravljale svim transakcijama odnedavno su dužne to omogućiti i novim tržišnim subjektima (IPP, trgovci) koji žele trgovati ne samo na nacionalnom, nego i na većem, europskom tržištu.

Pojam zagušenja u prijenosnoj mreži postojao je prije deregulacije i otvaranja tržišta, ali se nije nazivao tim imenom, već je korišten izraz "sigurnost stacionarnog pogona". U oba je slučaja sa stajališta operatora sustava cilj isti: siguran pogon uz najniže troškove. Međutim, uvjeti pogona sustava su promijenjeni. Danas svaki subjekt na tržištu ima različite interese i potrebe. Proizvodne tvrtke brinu o plasmanu svoje proizvodnje po što višim cijenama, prijenosne tvrtke brinu o tehničkim aspektima pogona mreže, trgovci brinu o financijskim detaljima njihovih ugovora, dok potrošače zanima jeftina i kvalitetna opskrba. Ekonomski efikasan i tehnički siguran pogon takvog

složenog sustava može se dobiti jedino nediskriminirajućom kombinacijom svih spomenutih aspekata. U pravilu, u takvim situacijama zbog suprotstavljenih interesa različitih sudionika ne postoje jednostavna rješenja. Ovo se posebno odnosi na izrazito uzamčene sustave kao što je to uglavnom slučaj u Europi.

Dodatna posebnost upravljanja prijenosnom mrežom u tržišnim uvjetima uočava se u pojavi kružnih tokova snaga na zagušenim poveznicama. Na primjer, u slučaju pojave zagušenja u regiji moguće je ugovoriti transakcije električne energije preko nezagušenih poveznica te na taj način formirati kružne tokove snage koje je ponajprije teško otkriti, a osim toga mogu izazvati niz sigurnosnih problema u pogonu na drugim poveznicama. Tipičan primjer predstavljaju transakcije između sjeverne Njemačke i Nizozemske koje često izazivaju ozbiljna zagušenja između Francuske i Belgije [1]. Čitav niz nesigurnosti i ograničenja koja se javljaju pri razmatranju i upravljanju zagušenjima naveden je u ovom članku i primijenjen na jednom jednostavnom primjeru.

2. PREPOZNAVANJE ZAGUŠENJA U PRIJENOSNOJ MREŽI

Prije zakonskih procedura za normalno funkcioniranje elektroenergetskog sustava u novim tržišnim okvirima potrebno je zadovoljiti određene tehničke norme i definirati regulacijske mehanizme. Ograničenja transakcija koja se javljaju na tržištu najčešće su vezana uz ograničenja

prijenosne moći među pojedinim regijama, odnosno uz zagušenja u prijenosnoj mreži. **Zagušenjem u prijenosnoj mreži naziva se stanje prijenosnog sustava u kojem proizvođači ili potrošači električne energije iskažu potrebu za proizvodnjom i potrošnjom električne energije na način koji bi uzrokovao pogon prijenosnog sustava na granici jednog ili više ograničenja.** Ta ograničenja podrazumijevaju prekoračenja termičkih granica opteretivosti elemenata, nezadovoljenje naponskih prilika ili nestabilnost rada sustava. Općenito se može reći da je interna mreža unutar nekog sustava razvijenija od prekograničnih poveznica među susjednim sustavima. Stoga se nakon otvaranja međunarodnog tržišta električne energije zagušenja često javljaju na prekograničnim poveznim vodovima. Posebnostima vlasništva, upravljanja i investiranja u povezne vodove te zagušenjima na poveznicama pridaje se značajna pozornost. Međunarodne institucije (npr. ETSO – European Transmission System Operators) predlažu rješenje zagušenja na prekograničnim poveznim vodovima, dok se problemi zagušenja u internim mrežama rješavaju između lokalnih Operatora sustava korištenjem vlastitih metoda i uglavnom bez velike međusobne koordinacije [2, 3]. Stoga prepoznavanje i upravljanje zagušenjima predstavlja važan, ali vrlo složen aspekt sigurnosti elektroenergetskog sustava i efikasnosti tržišta.

Zagušenje u prijenosnoj mreži jasan je pokazatelj financijske vrijednosti raspoloživih prijenosnih kapaciteta. U uvjetima idealnog tržišta, svaki korisnik sustava pojedinačno treba pokriti troškove koje njegove aktivnosti izazivaju u sustavu. U europskim prijenosnim sustavima uglavnom se koristi fiksna naknada za prijenos (mrežarina), koja je neovisna o udaljenostima. Na taj se način stvara jednostavan i transparentan model obračuna troškova prijenosa, ali takav model ne rezultira pravednom podjelom troškova izazvanih vlastitim aktivnostima i ne pruža cjenovni signal za potrebe izgradnje prijenosnog sustava. Stoga metode upravljanja zagušenjima mogu biti promatrane kao dopuna postojećim prijenosnim mrežarinama radi pravodobnog prepoznavanja i izbjegavanja troškova zagušenja.

Troškovi u prijenosnoj mreži općenito se dijele na kapitalne i pogonske troškove. U kapitalne troškove uključena je cijena svih komponenti sustava koje omogućuju izvođenje prijenosne djelatnosti. Pogonski troškovi dijele se na fiksne i varijabilne troškove. Najveći dio fiksnih troškova podrazumijeva troškove osoblja i održavanja, dok varijabilni troškovi obuhvaćaju troškove gubitaka i raznih pogonskih ograničenja. Povećanjem trgovanja električnom energijom pogonski troškovi proširuju se s dodatnom kategorijom: troškovima zbog prekograničnih transakcija koje podrazumijevaju uvoz, izvoz i tranzit energije. Prekogranične razmjene izvedive su samo ukoliko postoje dostatni proizvodni, ali i raspoloživi prijenosni kapaciteti koji mogu podržati željene transakcije. U slučaju nedostatnih prijenosnih kapaciteta

za realizaciju svih željenih transakcija dolazi do pojave zagušenja u prijenosnoj mreži. S obzirom da prekogranične transakcije ovise o topologiji prijenosne mreže (poveznoj i internoj) i kompletnoj pripadnoj opremi, može se reći da prekogranične transakcije imaju utjecaj i na kapitalne troškove prijenosa [4].

Očito se uvođenjem tržišnih osnova poslovanja u prijenosnu djelatnost značajno mijenjaju principi obračuna troškova prijenosa. S obzirom na činjenicu da je svaki elektroenergetski sustav poseban na svoj način, da tržište električne energije nije usporedivo s klasičnim tržištima drugih roba te s obzirom na opći nedostatak iskustva u provođenju elektroenergetske reforme, očito je potrebno razviti nove, specifične mehanizme upravljanja troškovima u prijenosnoj djelatnosti u tržišnim uvjetima. Zbog dugoročnog perioda planiranja i izgradnje te životnog vijeka elemenata prijenosne mreže sve pogreške i nepravodobno provedene aktivnosti mogu imati ozbiljne posljedice na pogon i razvoj cjelokupnog elektroenergetskog sustava.

Rad elektroenergetskog sustava u tržišnim uvjetima iziskuje objavljivanje mnoštva podataka o programima proizvodnje i potrošnje unutar svakog kontrolnog područja te između pojedinih kontrolnih područja. Bez razmjene potrebnih podataka Operator sustava nije u mogućnosti precizno definirati i izbjeći ograničenja u sustavu. Minimalna informacija koja mora biti objavljena između pojedinih sustava odnosi se na vrijednosti ostatne prijenosne moći – NTC (engl. *Net Transmission Capability*). NTC predstavlja vrijednost koja se odnosi na maksimalnu mogućnost razmjene snage između dvaju promatranih područja. Radi se o pokazatelju trenutačnih prijenosnih (tržišnih) mogućnosti na promatranoj poveznici. Prema preporukama Europske komisije, NTC vrijednost mora biti periodično proračunata i obnavljana radi određivanja tržišnih mogućnosti. Elektroenergetski sustav je vrlo dinamičan, zbog čega su NTC vrijednosti objavljene godinu, mjesec ili tjedan unaprijed vrlo nepouzdanе. Čak i na dnevnoj razini NTC vrijednosti mogu biti značajno promijenjene zbog kružnih tokova snaga, ispada elemenata i sl. U tom smislu je vrlo važna suradnja među pojedinim Operatorima sustava, tim više što način proračuna NTC vrijednosti propisan od strane europskog udruženja operatora sustava (ETSO) nije trivijalan postupak. Pojednostavljenje izračuna NTC vrijednosti može dovesti do krivih signala sudionicima na tržištu, što može uzrokovati značajne poteškoće. Uz objavljivanje NTC vrijednosti potrebno je objaviti i druge podatke, kao što su gornja granica ukupne prijenosne moći (TTC – engl. *Total Transmission Capability*), statistička nesigurnost objavljenih podataka, ovisnost o raznim čimbenicima, kao npr. razmjenama u suprotnom smjeru [5, 6] itd.

Kad se dosegne razina razmjena jednaka NTC vrijednosti, Operator sustava ne dopušta realizaciju dodatnih transakcija. Tada se primjenjuje neka od metoda koja određuje prioritete korištenja NTC kapaciteta. Prioriteti se mogu odrediti na

više načina koji su opisani u idućem poglavlju. Prednost ovakvog pristupa je jednostavnost prema kojoj se objavljuju prijenosne mogućnosti (NTC), nakon čega sudionici na tržištu predaju svoje zahtjeve Operatoru sustava koji transakcije prihvaća ili odbacuje ovisno o rezultatima primijenjene metode upravljanja zagušenjem.

3. METODE UPRAVLJANJA ZAGUŠENJEM

Prije definiranja metoda upravljanja zagušenjem u vlastitom sustavu potrebno je opisati uvjete koje je nužno ispuniti prije njihove primjene. Osnovni uvjeti korišteni pri definiranju navedenih metoda su [7]:

- nepristranost;** za istu uslugu dva korisnika trebaju platiti istu cijenu i biti jednako tretirani,
- ekonomska učinkovitost;** individualno ponašanje proizvođača, potrošača i Operatora sustava treba biti usklađeno i dovedeno do optimalnog pogona sustava pomoću detaljno definiranih sustava stimulacija i kazni,
- transparentnost;** metoda i njena primjena moraju biti jasne svakom sudioniku,
- primjenjivost;** upravljanje zagušenjem mora uvijek biti izvedivo, jer je ključno za raspoloživost sustava,
- sukladnost s različitim vrstama ugovora i transakcija;** metoda mora biti primjenjiva na spot tržištu, te kod dugoročnih i kratkoročnih bilateralnih ugovora itd.

Pri definiranju metoda upravljanja zagušenjem potrebno je također predvidjeti i stimulacije prijenosnim tvrtkama, odnosno Operatorima sustava za učinkovitije iskorištavanje raspoloživih prijenosnih kapaciteta, odnosno povećanje ukupne ekonomske učinkovitosti prijenosne mreže.

Prije opisa pojedinih metoda upravljanja zagušenjem potrebno je navesti nekoliko dodatnih konkretnih postavki koje moraju biti ispunjene da bi upravljanje zagušenjem postiglo ranije navedene uvjete:

1. U donošenju odluka Operator sustava mora biti potpuno neovisan o proizvođačima, opskrbljivačima, trgovcima i krajnjim korisnicima,
2. Operator sustava ne smije imati konkurenciju. Susjedni Operatori moraju pronaći zajednička jedinstvena rješenja na obostranu korist. Suradnja i razmjena podataka ne smije biti razlog za odbacivanje bilo koje od navedenih metoda upravljanja zagušenjima,
3. zbog posebnosti organizacije tržišta na nekim područjima moguće je istodobno primijeniti i više različitih metoda (npr. u skandinavskim zemljama primjenjuje se razdvajanje tržišta i preraspodjela proizvodnje, što će kasnije biti detaljnije opisano),
4. ukoliko je potrebno, moguće je u jednom dijelu sustava primijeniti jednu metodu, a u drugom dijelu sustava drugu metodu upravljanja zagušenjima,

5. svi sudionici na tržištu mogu biti uključeni u upravljanje zagušenjima, a ne samo Operator sustava i proizvođače tvrtke,
6. nakon više incidenata tijekom ljeta 1997. godine u Belgiji na razini europskih Operatora sustava dogovoreno je da se umjesto modeliranja tzv. 'ugovorenih putanja' (engl. *contract path*) (na čemu se zasnivala većina trgovinskih transakcija) za potrebe analiza modeliraju realni, fizički tokovi snaga,
7. tretiranje postojećih, ranije sklopljenih dugoročnih ugovora pri rješavanju problema zagušenja ovisi o metodi, tj. procjenama pojedinih Operatora sustava, dok se povrat ranije ugovorenih investicija u prijenosne kapacitete (engl. *stranded costs*) važne za rješavanje zagušenja mora uvažiti pri rješavanju naknada za zagušenja,
8. da bi se osigurala efikasnost tržišta nužno je potvrditi rezervaciju prijenosnih kapaciteta dan prije realizacije transakcije, u suprotnom se gubi pravo na rezervirani kapacitet,
9. konačna odluka o prekograničnim transakcijama mora biti potvrđena od oba Operatora sustava, odnosno svih Operatora čiji sustavi sudjeluju u izvođenju transakcije (na taj način transakcija može biti odbijena ukoliko izaziva zagušenje u trećem sustavu).

Općenito se može reći da postoje dvije grupe metoda upravljanja zagušenjem: netržišno orijentirane metode i tržišno orijentirane metode. Dugoročni učinci ovih dviju grupa su različiti. Prva grupa osigurava jasne poticaje sudionicima na tržištu, ali ne i Operatoru i vlasniku prijenosnog sustava. Druga grupa metoda ima suprotni učinak.

Primjer **netržišno orijentiranih metoda** upravljanja zagušenjem predstavljaju metode prioriteta dugoročnih ugovora nad kratkoročnim, zatim metoda prioriteta prema brzini prijave, prema iznosu ukupne transakcije, prema omjeru postojećeg i zatraženog kapaciteta ili prema doprinosu ugovorene transakcije stvarnom toku snage.

Zajednička karakteristika ovih metoda je uvođenje arbitraže nad prijavljenim transakcijama, pri čemu donesene odluke ne pridonose ekonomski učinkovitom korištenju postojećih prijenosnih kapaciteta. Međutim, za razvoj tržišta električne energije vrlo je važno da odabrane metode upravljanja zagušenjem što manje ograničavaju trgovanje, a što više potiču Operatore sustava i sudionike na tržištu na efikasno iskorištenje postojećih kapaciteta.

S druge strane, **tržišno orijentirane metode** upravljanja zagušenjem se sve više prihvaćaju kao ekonomski učinkovitije i inicijalno nediskriminirajuće. Također, ove metode daju poticaj za izgradnju dodatnih prijenosnih kapaciteta, što doprinosi bržem razvoju elektroenergetskog sustava i tržišta električne energije. U tablici 1 predstavljene su metode upravljanja zagušenjem.

Tablica 1. Metode upravljanja zagušenjem

Metode upravljanja zagušenjem	Netržišne metode
	<ol style="list-style-type: none"> 1. prema vrsti ugovora 2. prema brzini prijave 3. prema iznosu ukupne transakcije 4. prema omjeru postojećeg i zatraženog kapaciteta 5. prema udjelu u stvarnim tokovima snaga
	Tržišne metode
	<ol style="list-style-type: none"> 1. eksplicitna aukcija 2. implicitna aukcija 3. razdvajanje tržišta 4. preraspodjela proizvodnje 5. trgovina u suprotnom smjeru

3.1. Netržišno orijentirane metode

Prioriteti korištenja koji se navode kod netržišno orijentiranih metoda definirani su za podjelu raspoloživih NTC kapaciteta. Međutim, isti prioriteti mogu se koristiti kod svih ostalih aktivnosti na tržištu kod kojih je ukupni iznos željenih transakcija veći od mogućnosti realizacije. Općeniti nedostatak svih netržišnih metoda je u tome što pri upravljanju zagušenjima ne uključuju nikakve stimulacije za sudionike na tržištu (Operatore sustava, proizvođače, trgovce ili krajnje kupce) i stoga ne stimuliraju učinkovitije trgovanje i korištenje sustava.

3.1.1. Prioritet prema vrsti ugovora

Ova metoda predstavlja najjednostavniju metodu upravljanja zagušenjem, a definirana je na način da transakcije definirane dugoročnim ugovorima imaju prednost pri korištenju prijenosnih kapaciteta nad transakcijama definiranim kratkoročnim ugovorima. Vremensku granicu između ovih dviju vrstu ugovora unaprijed određuje Operator sustava. Osnovna prednost ove metode je da se potiče planiranje i ugovaranje na dugoročnoj razini, a mana se očituje u mogućem nedostatku kapaciteta za realizaciju kratkoročnih ugovora nužnih za dinamičnost i razvoj tržišta.

3.1.2. Prioritet prema brzini prijave

Prva vremenski pristigla prijava za određeni period i određeni kapacitet prijenosa ima prednost nad ostalim prijavama. Kad iznos rezerviranih kapaciteta dosegne vrijednost objavljenog NTC-a, Operator sustava ne prihvaća dodatne ponude. Svaka rezervacija mora biti potvrđena dan prije realizacije. Svaka promjena rasporeda mora biti dostavljena Operatoru sustava, dok se posebni iznosi kazni plaćaju za promjene u posljednji trenutak. Ova metoda stimulira tržišne sudionike na dugoročne prognoze, kao i na preciznije određivanje iznosa predviđenih transakcija. Međutim, u nekim slučajevima ova metoda ne ostavlja prostor za kratkoročno planiranje koje je nužno za dinamičnost i razvoj tržišta tako što se dugoročnim

ugovorima blokiraju prijenosni kapaciteti koji bi mogli biti iskorišteni u kratkoročnim transakcijama. Ovaj problem se rješava na način da se uvedu kazne za nekorištenje rezerviranih prijenosnih kapaciteta ili se po principu ‘iskoristi ili izgubi’ (engl. *use or lose*) rezervirani prijenosni kapacitet oduzima u slučaju nekorištenja.

3.1.3. Prioritet prema iznosu ukupne transakcije

Ova metoda može se koristiti samo za trgovinu na tržištu organiziranom kao u Španjolskoj, Nizozemskoj ili Skandinaviji. Radi davanja prioriteta najekonomičnijem sudioniku tržišta dodjela prijenosnih kapaciteta obavlja se u skladu s cijenama i to na način da se prioritet prodaje daje ponuđačima s najnižim prodajnim cijenama električne energije, dok se prioritet kupovine daju kupcu s najvišom ponuđenom kupovnom cijenom. Drugim riječima, u slučaju zagušenja preuzima se snaga najjeftinijih ponuđača (dakle prema rastućem nizu cijena) i osigurava opskrba potrošača koji su spremni platiti najvišu cijenu električne energije (dakle prema padajućem nizu cijena), a sve dok se ne popune raspoloživi prijenosni kapaciteti. Premda je ovo netržišna metoda, ona ponekad može osigurati snažne ekonomske poticaje sudionicima na tržištu, ali iziskuje precizno određene granice cijena na tržištu postavljene od strane regulatora kako bi se izbjegle zloupotrebe.

3.1.4. Prioritet prema omjeru postojećeg i zatraženog kapaciteta

Ova metoda je krajnje jednostavna, ali često dovodi do neekonomičnog korištenja prijenosne mreže. Naime, prema ovoj metodi u slučaju zagušenja realizira se samo dio svake pojedine transakcije i to onaj dio koji je jednak omjeru postojećeg i zatraženog kapaciteta. Ova metoda ne uvodi nikakve poticaje za smanjenje zagušenja ni za sudionike, ni za Operatora sustava. I ova metoda zahtijeva određene regulatorne procedure kojima bi se spriječilo umjetno povećavanje prijavljenih transakcija radi dobivanja većeg prijenosnog kapaciteta. Ovakav pristup koristi se na talijanskim poveznicama za prijenosni kapacitet koji preostane nakon realizacije dugoročnih ugovora.

3.1.5. Prioritet prema doprinosu ugovorene transakcije stvarnom toku snage

Operator sustava dužan je proračunati doprinos svake ugovorene transakcije stvarnom toku snage promatranom poveznicom i na osnovi toga definirati prioritet. Ovom metodom se prijenosni kapacitet dodjeljuje prema omjeru toka snage promatranom poveznicom koji je uzrokovan transakcijom i iznosom ugovorene transakcije. Ovaj omjer još se naziva i faktor udjela (engl. *participation factor*). Važno je napomenuti da se udio promatrane transakcije računa neovisno o drugim transakcijama. Dakle, ukoliko zbroj stvarnih tokova snaga prelazi prijenosnu moć voda, transakcijama se pridjeljuje dio raspoloživog prijenosnog kapaciteta koji je jednak pojedinačnim faktorima udjela. Ova metoda je pregledna, jer se stvarni tokovi snaga i faktori udjela računaju neovisno o drugim transakcijama. Nedostatak ove metode očituje se pri postojanju samo jedne transakcije. Također, proizvođači koji su električki udaljeni od mjesta zagušenja imat će male faktore udjela, pa će prema tome biti favorizirani.

3.2. Tržišno orijentirane metode

U tablici 1 navedeno je pet tržišno orijentiranih metoda. One se mogu podijeliti u dvije grupe: metode temeljene na troškovima zagušenja i korektivne metode.

Prva grupa metoda funkcionira na principu povišenja cijene prijenosnog kapaciteta u zagušenom dijelu mreže kako bi se smanjile transakcije i na taj način izbjeglo zagušenje. Ova grupa metoda obuhvaća eksplicitnu i implicitnu aukciju te razdvajanje tržišta.

Druga grupa tržišno orijentiranih metoda podrazumijeva jednako funkcioniranje tržišta prije i za vrijeme nastanka zagušenja te prepušta Operatoru sustava brigu o sigurnosti pogona sustava. Drugim riječima sudionici na tržištu ne osjećaju nikakve posljedice nastanka zagušenja u mreži. Postoje samo dvije ovakve metode: preraspodjela proizvodnje (engl. *redispatching*) i trgovina u suprotnom smjeru (engl. *counter trading*). Ukoliko se primjenjuju ove metode sudionici na tržištu ne osjećaju nastanak zagušenja. Tijekom zagušenja svim sudionicima na tržištu omogućeno je trgovanje jednako kao tijekom normalnog pogona, kao da nema nikakvih ograničenja. Kad se pojavi zagušenje, Operator sustava samostalno poduzima akcije izbjegavanja zagušenja.

3.2.1. Eksplicitna aukcija

Eksplicitna aukcija je jedna od najčešćih tržišno orijentiranih metoda upravljanja zagušenjem na poveznim vodovima u Europi. Pri tome Operatori sustava između čijih se sustava pojavilo zagušenje prodaju prijenosne kapacitete prema principu licitiranja. Svakako najvažniji dio postupka aukcije je propisivanje pravila postupka licitiranja. U

tradicionalnom poimanju aukcije podrazumijeva se da ponuđači plate onoliko koliko ponude. Međutim, kada je kapacitet poveznog voda podijeljen između više ponuđača, to bi značilo da različiti ponuđači plaćaju različite cijene za isto dobro. Stoga se kod takvih slučajeva najčešće kao alternativa koristi princip najnižeg iznosa ponude kojoj je dodijeljen kapacitet (marginalne cijene). U tom slučaju ponuđači koji ponude višu cijenu dobiju kapacitet po nižoj, marginalnoj cijeni. Ovaj postupak potiče ponuđače da objavljuju ponude prema svojim stvarnim željama i mogućnostima plaćanja, bez bojazni od previsoke konačne cijene. Razlika između eksplicitne aukcije i netržišne metode prioriteta prema iznosu ukupne transakcije je u tome što se kod netržišne metode automatski s primitkom svih početnih prijava dodjeljuje prijenosni kapacitet, dok se kod aukcije nakon pojave zagušenja organizira posebna aukcija s novim prijavama za podjelu prijenosnih kapaciteta. Osim postupka licitiranja potrebno je odrediti i druge ulazne varijable, kao npr. vremenski period aukcije (dani, tjedni, mjeseci ili godine) te sigurnost zakupljenih prava na prijenosni kapacitet.

Potrebno je napomenuti da eksplicitna aukcija odjeljuje tokove energije od prijenosnih kapaciteta. Ova karakteristika može biti prihvaćena kao generalni princip razdvajanja trgovine od monopolističke, regulirane djelatnosti prijenosa. Međutim, za tržišne sudionike ovaj princip može izazvati problem, jer je za jednu transakciju energije potrebno obaviti dvije odvojene procedure: jednu za energiju, a drugu za prijenosni kapacitet, što naravno može povećati ukupne troškove transakcije. Također, ovakva složenost realizacije cjelokupne transakcije može izazvati dodatne probleme ukoliko se jedna transakcija energije realizira preko više zagušenih poveznica ili paralelnih poveznica od kojih su neke zagušene.

S druge strane, eksplicitna aukcija ima i određene prednosti. Ovakvim postupkom u slučaju zagušenja automatski se osiguravaju sredstva za izgradnju dodatnih prijenosnih kapaciteta. Također, eksplicitnu aukciju moguće je realizirati i na poveznicama sustava koji ne sudjeluju na burzi te u slučaju dvaju ili više sustava koji imaju različite mrežarine u prijenosnoj djelatnosti. Sve navedeno objašnjava robusnost ovakvog rješenja upravljanja zagušenjem te široku primjenu i popularnost u Europi (poveznice Njemačka/Belgija – Nizozemska, Francuska – V. Britanija, V. Britanija – Irska, Danska – Njemačka) [8].

3.2.2. Implicitna aukcija

Implicitna aukcija značajno se razlikuje od eksplicitne. Zainteresirani ponuđači natječu se unutar organizirane burze i to u području s višom cijenom, odnosno na onom kraju zagušenog voda koji se nalazi u području s višom cijenom (engl. *high-price end*). Ukoliko se radi o prekograničnoj poveznici, ponuđači se natječu u državi u koju žele izvoziti. Pri tome Operator sustava poznaje krivulje

ponude i potražnje te zatim postavlja dodatnu cijenu na sve ponude i to u iznosu koji omogućuje da razina potražnje za prijenosnim kapacitetom bude jednaka ukupnom prijenosnom kapacitetu. Ovakav pristup je jednostavniji za sudionike na tržištu, budući da je objedinjena transakcija energije i prijenosnog kapaciteta. Teorijski, sredstva koja ovim postupkom prikupi Operator sustava trebala bi biti jednaka sredstvima prikupljenim eksplicitnom aukcijom. Također, značajna razlika prema eksplicitnoj aukciji je u tome da Operator sustava sam definira i prikuplja naknadu za zagušenje. Nedostatak korištenja ovakve metode je da se ne razdvaja trgovanje energijom od prijenosnih kapaciteta te da je nužno imati organiziranu burzu barem na jednoj (skupljoj) strani zagušene poveznice. Budući da u Europi sustav burzi još uvijek nije razvijen u tolikoj mjeri, razumljiv je dosadašnji izostanak značajnijeg korištenja ove metode te se ovakav pristup koristi samo na poveznici Portugala i Španjolske.

3.2.3. Razdvajanje tržišta

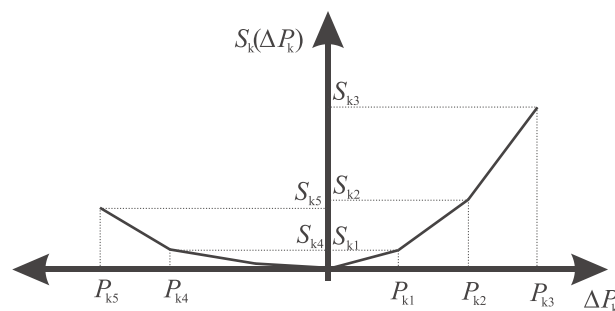
Razdvajanje tržišta predstavlja najsloženiju metodu upravljanja zagušenjem. Ova metoda zahtijeva organiziranu burzu na oba kraja zagušenog voda ili zajedničko tržište. Razdvajanje tržišta podrazumijeva i razliku u cijeni između dvaju razdvojenih područja, jer u suprotnom ne bi bilo značajnijih tokova snaga, pa ni zagušenja među promatranim područjima. Operator sustava unaprijed zaprima krivulje ponude i potražnje od svih sudionika i na temelju njih može predvidjeti pojavu zagušenja. Prilikom razdvajanja tržišta Operator sustava kupuje energiju u području s niskom cijenom i prodaje ga u području s visokom cijenom. Dodatnom kupovinom u jeftinijem području Operator sustava povisuje cijenu u tom području, a povećanjem ponude smanjuje u skupljem području te početno dodatno opterećuje zagušene poveznice. Međutim, istodobno se na taj način umjetno mijenja cijena energije u oba razdvojena područja, odnosno povećava cijena u jeftinijem i smanjuje u skupljem području. Posljedica toga je smanjenje iznosa budućih razmjena među promatranim područjima, pa samim tim i smanjenje zagušenja. Iznos konačno kupljene energije ograničen je krivuljama ponude i potražnje u promatranim područjima te kapacitetom zagušene poveznice. U navedenoj transakciji Operator sustava ostvaruje određeni profit. Iznos profita bi teorijski trebao biti jednak naknadama za zagušenje ostvarenim pri istim uvjetima korištenjem implicitne aukcije, odnosno marginalnoj cijeni kod primjene eksplicitne aukcije. Drugim riječima, ovaj iznos je jednak razlici cijena dvaju područja pomnoženoj s ukupnim kapacitetom poveznice. Prednost razdvajanja tržišta je u tome što je princip vrlo jednostavan za sudionike na tržištu koji ne trebaju samostalno rješavati problem zagušenja, već to radi Operator sustava. Druga prednost ovakvog pristupa je brzina primjenjivosti. Postupak razdvajanja tržišta

započinje ukoliko se nakon objavljivanja svih ponuda na tržištu pojavi zagušenje. Tada Operator sustava preuzima brigu o rješenju zagušenja te pojava zagušenja ne utječe na aktivnosti ostalih sudionika na tržištu.

Primjena metode razdvajanja tržišta uvjetovana je usklađenošću tržišta s obje strane zagušenih poveznica. Stoga je ova metoda do sada primijenjena samo u Norveškoj gdje je pokazala dobre rezultate. Daljnje istraživanje ove metode temelji se na primjenjivosti u izrazito uzamčenim mrežama. Mnogi stručnjaci očekuju najviše od ove metode u budućnosti.

3.2.4. Preraspodjela proizvodnje (redispatching)

Preraspodjela proizvodnje spada u grupu tržišnih metoda temeljenih na korektivnim aktivnostima. U slučaju pojave zagušenja Operator sustava u skladu s najpovoljnijim ponudama preraspodjeljuje proizvodnju elektrana kako bi se promatrano zagušenje izbjeglo. Pri tome se svi sudionici na tržištu ponašaju kao da zagušenje ne postoji, a korektivne radnje poduzima samo Operator sustava. Pri tome Operator sustava ima određene troškove, jer mora svakom dodatno angažiranom proizvođaču platiti dodatni angažman. Ovaj dodatni trošak predstavlja cjenovni signal Operatoru sustava za izgradnju dodatnog prijenosnog kapaciteta, što predstavlja prednost ove metode. Međutim, nedostatak ove metode je da takve cjenovne signale ne vide ostali sudionici na tržištu. Također, moguća je pojava tržišne moći (engl. *market power*) pojedinih proizvođača čija lokacija ima ključni utjecaj u izbjegavanju zagušenja. Pored toga, Operator sustava izravno utječe na angažmane elektrane, što može biti potencijalni izvor sukoba interesa, ukoliko Operator sustava i proizvođači nisu međusobno neovisni, već na tragu okomito organiziranih tvrtki. Ova metoda uvodi mogućnost realiziranja dodatnih transakcija preraspodjelom proizvodnje unutar razmatranog područja. Operator sustava mora imati ponude pojedinih proizvodnih tvrtki o tome kolika je cijena (S) promjene njihove proizvodnje (povećanje i smanjenje proizvodnje $-\Delta P$). Na slici 1 prikazana je ovisnost promjene cijene proizvodnje o promjeni angažmana elektrane. Ishodište koordinatnog sustava prikazuje ugovorenu vrijednost proizvodnje i cijene. Svako povećanje ili smanjenje proizvodnje izaziva povećanje ugovorene cijene.



Slika 1. Ponude za povećanjem i smanjenjem proizvodnje

Preraspodjela proizvodnje donosi dodatne troškove Operatoru sustava. Te troškove podmiruje sudionik tržišta koji je zainteresiran za dodatne transakcije koje premašuju prvotno objavljenu NTC vrijednost. Operator sustava može unaprijed objaviti neobvezujuće cijene preraspodjele proizvodnje kako bi odaslao određene tržišne signale i stimulacije. Međutim, objava takvih podataka iziskuje detaljne informacije o proizvodnim jedinicama, kao i složeni postupak predviđanja transakcija preko uskih grla i odgovarajućih cijena preraspodjele proizvodnje.

Posebnost skandinavskih sustava je u tome što troškove preraspodjele proizvodnje namiruje Operator sustava koji to uračunava u naknadu za prijenos, dakle u konačnici svi potrošači plaćaju troškove preraspodjele proizvodnje.

Odabir proizvodnih jedinica koje će povećati ili smanjiti proizvodnju izvodi se prema minimumu ukupnih troškova nastalih zagušenjem:

$$\min \left[\sum_{k \in G} S_k (\Delta P_k) \right] \quad (1)$$

gdje je: S_k – cijena promjene proizvodnje generatora k ,
 ΔP_k – promjena proizvodnje generatora k ,
 G – skup generatora čija preraspodjela proizvodnje može utjecati na smanjenje zagušenja.

Skup generatora čija preraspodjela proizvodnje može utjecati na smanjenje zagušenja definira se pomoću distribucijskih udjela D_{ij} (engl. *generalized generation distribution factors*) koji određuju utjecaj promjene proizvodnje pojedinog generatora ΔP_k na promjenu opterećenja pojedinog prijenosnog voda ΔP_{ij} .

$$\Delta P_{ij} = D_{ij,k} \Delta P_k \quad (2)$$

Prednost ove metode je u jednostavnosti i izvedivosti postupka, a nedostatak u ograničenju preraspodjele samo na interne proizvodne jedinice. Ukoliko se želi obaviti preraspodjela proizvodnih izvora između dvaju ili više različitih sustava (Operatora), koristi se metoda upravljanja zagušenjem koordiniranom prekograničnom preraspodjelom proizvodnje.

3.2.5. Trgovina u suprotnom smjeru (*counter trading*)

Trgovina u suprotnom smjeru također spada u korektivnu metodu upravljanja zagušenjem i predstavlja tržišno orijentiranu varijantu preraspodjele proizvodnje. Naime, kod preraspodjele proizvodnje Operator sustava izravno s proizvođačima ugovara dodatne angažmane, dok kod ove metode to radi na tržištu ugovarajući transakcije suprotne onima koje izazivaju zagušenje u prijenosnoj mreži. Pri tome Operator sustava ima dodatne troškove koji su jednaki ili veći od troškova klasične preraspodjele proizvodnje. Međutim, postupak je sada transparentan i tržišno utemeljen, iako ostaje mogućnost zloupotrebe uloge Operatora sustava s obzirom da on sudjeluje u trgovini. Na

taj način neovisnost Operatora može postati upitna, ukoliko nije provedeno potpuno razdvajanje djelatnosti.

3.3. Ekonomski efekt upravljanja zagušenjem u kratkoročnom razdoblju

Iz svega navedenog očito je da sve prikazane metode mogu kratkoročno riješiti ili ublažiti problem zagušenja u prijenosnoj mreži. Metode temeljene na troškovima zagušenja rezultiraju određenim tržišnim promjenama kojima se ostvaruje dodatni trošak te na taj način šalju određeni signali za efikasnije ponašanje tržišnih sudionika u kratkoročnom razdoblju. S druge strane metode korekcije također mogu biti indikativne, jer je Operator sustava prisiljen što efikasnije riješiti problem preraspodjelom proizvodnje ili novim transakcijama. Dakle, opisane metode rezultiraju određenim signalima namijenjenim ili Operatoru sustava ili tržišnim sudionicima, ali ni u jednom slučaju istodobno i Operatoru sustava i ostalim sudionicima [9]. Drugim riječima, rezultati primijenjenih metoda signaliziraju sudionicima potencijalno isplative lokacije novih elemenata sustava, njihove kapacitete, vrste tržišnih ponuda i sl. ili, u suprotnom, signaliziraju Operatoru potrebu za dodatnim prijenosnim kapacitetom. Značajan nedostatak dosadašnje razine razvijenosti opisanih metoda upravljanja zagušenjem je izostanak istodobnog poticaja za sve sudionike na tržištu i Operatora sustava. Prikupljene naknade za zagušenje su indikativne za trenutačnu tržišnu vrijednost zagušenog voda, ali ne i za vrijednost novog prijenosnog kapaciteta. Vrijednost novog prijenosnog kapaciteta je određena krivuljama ponude i potražnje u područjima povezanim zagušenim vodom.

Osim trenutačnog, kratkoročnog rješavanja problema potrebno je procijeniti ekonomske efekte u dugoročnom razdoblju.

Metode upravljanja zagušenjem temeljene na troškovima zagušenja rezultiraju konkretnim iznosima koji upućuju na trenutačnu tržišnu vrijednost zagušene poveznice. Rezultirajuća razlika cijena između dva područja odvojena zagušenom poveznicom jasno upućuje poruku proizvođačima o lociranju novih proizvodnih kapaciteta u području s višom cijenom, odnosno većom potražnjom, čime bi se automatski smanjila razina zagušenja u prijenosnoj mreži. Na taj način se smanjuje potreba za izgradnjom novih prijenosnih vodova, čime se smanjuju troškovi sustava u cjelini. Metode upravljanja zagušenjem temeljene na troškovima zagušenja imaju zajedničku karakteristiku da rezultiraju konkretnim prihodima. Teoretski se može dokazati da su naknade za zagušenje ostvarene eksplicitnom aukcijom pomoću marginalne cijene jednake ostvarenim iznosima implicitnom aukcijom ili razdvajanjem tržišta. Dakle, ukupan iznos naknade za zagušenje bez obzira kojom je metodom ostvaren, jednak je razlici cijena između dvaju područja povezanih zagušenom poveznicom pomnožen s instaliranom snagom poveznice. Važno je napomenuti da naknade za zagušenje ne ostaju

na slobodno korištenje Operatoru sustava, jer bi pri tom moglo doći do zloupotrebe položaja i umjetnog izazivanja zagušenja. Prikupljene naknade za zagušenje koriste se za: 1) izgradnju dodatnih prijenosnih kapaciteta radi smanjenja zagušenja u budućnosti ili 2) smanjenje naknada za korištenje prijenosne mreže (mrežarina).

Prednost troškovno orijentiranih metoda je u efikasnom ukazivanju tržišnim sudionicima na dugoročne poticaje, ali im je nedostatak da ne generiraju nikakve poticaje Operatoru sustava za pojačanje mreže. Drugim riječima, ukoliko se investicije u prijenosnu mrežu utemelje na rezultatima ovih metoda, neće postojati garancije da je dogradnja mreže izvršena na optimalnoj lokaciji i iznosu. U tom slučaju se preporuča korištenje raspoloživih metoda planiranja prijenosne mreže.

Korektivne metode upravljanja zagušenjem rezultiraju dugoročnim poticajima Operatoru sustava s aspekta investicija, odnosno proširenja mreže, dok takav poticaj izostaje za ostale sudionike na tržištu, budući da korištenjem ovakvih metoda sudionici tržišta ne osjećaju pojavu zagušenja u mreži, već dogovaraju i realiziraju transakcije na jednak način kao i bez zagušenja. Troškovi preraspodjele proizvodnje i trgovine u suprotnom smjeru mogu se usporediti s troškovima izgradnje novih vodova i posljedičnim smanjenjem troškova zagušenja te na taj način odrediti isplativost nove investicije. Međutim, ovakav pristup može ekonomski vrednovati samo trenutačni iznos smanjenja troškova zagušenja, dok se investicija odražava na dugoročno razdoblje. Promjene cijena, razina potrošnje i proizvodnje, cjenovna elastičnost itd. značajno utječu na zahtjeve za novim prijenosnim kapacitetima u budućnosti.

U izboru između analiziranih dviju grupa metoda upravljanja zagušenjem većina zemalja se odlučuje na metode temeljene na troškovima, jer smatraju da je važnije osigurati poticaje za nove lokacije i kapacitete proizvodnje i potrošnje, nego dogradnju prijenosne mreže. Dogradnja prijenosne mreže kao reguliranog monopola može se zaštititi regulatornim mehanizmima. Na taj način razvoj prijenosne mreže postaje reaktivan, umjesto proaktivan i predstavlja samo reakciju na nove prijavljene proizvodne kapacitete i nove potrošače, odnosno realizaciju njihovog priključka na mrežu. Ukoliko se nešto značajno ne promijeni, ovakvim pristupom u dogledno vrijeme razvoj elektroenergetskog sustava u cjelini ostat će utemeljen na pojedinačnim inicijativama i kombinaciji interesa pojedinih tržišnih sudionika.

3.4. Praktična primjenjivost

Osim poticaja kojima rezultiraju pojedine metode, potrebno je analizirati i njihovu praktičnu primjenjivost. Organizacijski gledano, metoda eksplicitne aukcije je vrlo jednostavna i primjenjiva u svim organizacijskim strukturama, budući da ne postavlja uvjete na organiziranost tržišta u okruženju, već se slobodno licitira prijenosnim

kapacitetima. U primjeru europskih elektroenergetskih sustava s različitim razinama i oblicima organiziranosti tržišta metoda eksplicitne aukcije je najrasprostranjenija. S druge strane, metoda implicitne aukcije i razdvajanje tržišta zahtijevaju postojanje organizirane burze te stoga nisu univerzalno primjenjivi. Korektivne metode također nemaju nikakve posebne zahtjeve na organiziranost tržišta, osim što Operator sustava mora biti ovlašten da ugovara preraspodjelu proizvodnje radi izbjegavanja zagušenja. Korektivne metode mogu biti korištene u svim sustavima u kojima regulatorno tijelo ovlasti Operatora sustava za takve aktivnosti.

Posebnu pozornost potrebno je posvetiti podložnosti sustava manipulacijama i zloupotrebama tijekom pojave zagušenja. Općenito se može reći da pojava zagušenja povećava rizik od pojave manipulacija, bez obzira koja se metoda upravljanja zagušenjem koristi. Primjerice, svaki sustav ima nekoliko vrlo važnih, nezamjenjivih proizvodnih jedinica, pa pri pojavi zagušenja njihov angažman može biti promijenjen (smanjen) samo uz vrlo velike troškove. Nijedna metoda upravljanja zagušenjem ne može samostalno riješiti ovaj problem, pa postoji stalna opasnost od posljedičnog značajnog povišenja troškova zagušenja. Korektivne metode koje podrazumijevaju uplitanje Operatora sustava u preraspodjelu proizvodnje ili dogovaranje transakcija automatski preuzimaju rizik od manipulacija. Proizvođači mogu formirati slobodno svoje ponude, pa tako i ponude koje su orijentirane samo na preraspodjelu proizvodnje ili trgovinu u suprotnom smjeru. Ovo može navesti proizvođače da svjesno formiraju svoje ponude tako da isforsiraju trgovinu u suprotnom smjeru koji im donosi veći profit. Birajući između preraspodjele proizvodnje i trgovine u suprotnom smjeru, očito je da je trgovina u suprotnom smjeru prihvatljivija, jer transparentno tržišno nadmetanje može donekle smanjiti rizik od moguće zloupotrebe.

Primjenjivost u upetljenim mrežama je jedna od važnih karakteristika analiziranih metoda. Npr. razdvajanje tržišta je kod jako upetljenih sustava vrlo teško provedivo. Također, aukcija se značajno komplicira pojavom zagušenja na višestrukim poveznicama ili nekima od njih čija opterećenja nisu međusobno neovisna. Ukoliko se na to nadovežu i kružni tokovi snaga, očito je da se kod upetljenih mreža upravljanje zagušenjem značajno usložnjava, bez obzira kojom metodom se upravlja zagušenjima. Ipak, korištenjem korektivnih metoda lakše je nadzirati kružne tokove snaga, jer se dio prijenosnih kapaciteta može rezervirati za kružne tokove snaga.

Konačni cilj upravljanja zagušenjem je stvaranje sveobuhvatne, sofisticirane metode kojom bi se određivali ukupni troškovi korištenja mreže svakog pojedinog korisnika, a ne samo tijekom pojave zagušenja.

Klasično funkcioniranje tržišta (burze) električne energije općenito se odvija u sljedećih pet koraka:

1. **definiranje ponuda:** proizvođači i potrošači šalju svoje ponude (cijene energije i iznose energije),

2. **odabir najpovoljnijih ponuda:** operator tržišta razmatra sve ponude i na temelju najpovoljnijih ponuda objavljuje kojim će sudionicima biti dopušteno prodavati i kupovati energiju u razmatranom intervalu,
3. **angažiranje izvora:** prema rezultatima odabira najpovoljnijih ponuda i provjere tehničkih mogućnosti sustava od strane Operatora sustava realizira se optimalni (ekonomski) dispečing i izračunavaju cijene energije za sve sudionike. Općenito, cijena kupljene električne energije može se podijeliti na dva dijela: troškovi proizvodnje i gubitaka prijenosa te troškovi zagušenja u mreži,
4. **naplata:** svim proizvođačima plaća se isporučena energija u skladu s definiranim cijenama i isporučenom količinom energije, jednako kao što svi potrošači plaćaju preuzetu energiju. U slučaju pojave zagušenja u mreži potpisnici posebnih financijskih ugovora (npr. ugovora o zagušenju u mreži, engl. *Transmission Congestion Contract ili Firm Transmission Rights - FTR*) ne plaćaju naknadu za zagušenje.
5. **uravnoteženje:** računa se razlika između ugovorenog i ostvarenog angažmana elektrana i potrošnje te usklađuju potraživanja.

U tržišnom okruženju neki proizvođač može odabrati opciju kontinuiranog angažmana, bez obzira na cijene na tržištu. U tom slučaju je njegova ponudena cijena energije jednaka nuli ili čak negativna, kako bi u svakoj opciji odabira najpovoljnijih ponuda angažman te elektrane bio osiguran (engl. *must run generators*). Slično, potrošači koji su cjenovno izrazito neelastični (engl. *must run load*) šalju ponude s iznimno visokom razinom cijene kako bi u svakoj opciji njihova ponuda bila najpovoljnija.

Zagušenje, odnosno određena ograničenja u prijenosnoj mreži mogu rezultirati povećanjem cijene isporučene električne energije. Trenutačno u svijetu postoje dva načina obračuna troškova zagušenja: uniformno (karakteristično za Europu) i lokacijsko (karakteristično za sjevernu Ameriku). U uniformnoj metodi svi proizvođači na spot tržištu su plaćeni istim iznosom za isporučenu električnu energiju, bez obzira na njihove pojedinačne početne ponude ili lokaciju u sustavu. Takva cijena još se naziva MCP (engl. *market clearing price*). Troškovi zagušenja u tom slučaju raspodjeljuju se jednako na sve potrošače, odnosno proporcionalno njihovom opterećenju. U drugoj, lokacijskoj metodi obračuna troškova zagušenja (engl. *locational marginal pricing – LMP*) posebna cijena je definirana za svako čvorište, ovisno o njihovoj lokaciji. Ta cijena definira se kao marginalni trošak proizvodnje kojim bi se pokrilo jedinično povećanje opterećenja u promatranom čvorištu. Ovaj marginalni trošak temelji se na ponudama proizvođača, angažmanima ostalih elektrana i ograničenjima u prijenosu. LMP iznos određuje se za jedno stanje sustava (ponude proizvođača, profil opterećenja za razmatrano razdoblje, topologija mreže, ograničenja u sustavu i sl.) te se mijenja sa svakim novim stanjem sustava,

tj. kontinuirano. Navedeni marginalni troškovi računaju se uvijek kad se javi zagušenje u mreži. Ukoliko nema zagušenja u prijenosnoj mreži, generatori se angažiraju na temelju njihovih pojedinačnih ponuda, a LMP iznosi su jednaki za sve čvorove u mreži, odnosno jednaki su MCP iznosima.

Općenito se može reći da zagušenje u mreži nastaje kad jeftinija proizvodnja ne može biti isporučena potrošačima zbog ograničenja u mreži. Zbog toga je potrebno angažirati druge, skuplje izvore energije, odnosno povećava se cijena energije. Takvo povećanje cijene energije naziva se trošak zagušenja u prijenosnoj mreži (engl. *Transmission Congestion Cost, TCC*). Dakle, razlika između početnih troškova angažmana elektrana (bez zagušenja) i konačnih troškova angažmana elektrana (zbog zagušenja angažmani su se promijenili) definira TTC vrijednost. Ranije spomenuti ugovori o zagušenju (engl. *Transmission Congestion Contracts ili Firm Transmission Rights - FTR*) predstavljaju financijske mehanizme upravljanja rizikom, a definiraju cijenu prijenosa električne energije između dvije točke, bez obzira na uvjete koji trenutačno vladaju mrežom. Opskrbljivač koji ima potpisan ugovor o zagušenju plaća samo dio cijene koji se odnosi na proizvodnju i gubitke u mreži, ali ne i dio koji se odnosi na zagušenje. Na taj način se subjekti na tržištu potiču na potpisivanje takvih ugovora unaprijed, odnosno potiču da unaprijed precizno definiraju svoje transakcije. U praksi se ugovor realizira na način da se električna energija kupuje i prodaje po punoj tržišnoj cijeni (uključujući naknadu za zagušenje), a naknadno se potpisniku ugovora o zagušenju kompenzira razlika koja se odnosi na zagušenje. Ugovori o zagušenju u mreži spominju se u ovom radu radi oslikavanja udjela naknade za zagušenje u ukupnoj tržišnoj cijeni.

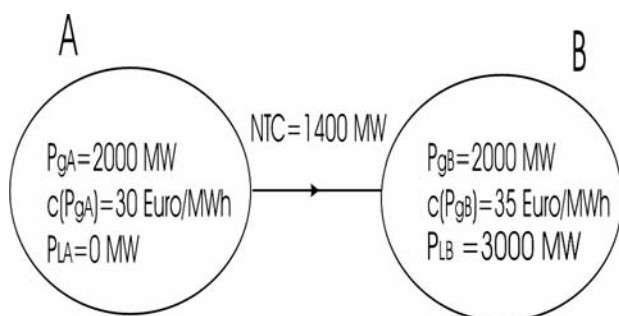
4. TROŠKOVI ZAGUŠENJA

Vertikalno organizirane elektroprivrede tradicionalno su integrirale planiranje i upravljanje prijenosom i proizvodnjom. Ova koordinacija uključivala je i prepoznavanje troškova preraspodjele proizvodnje radi izbjegavanja preopterećenja u mreži. U okruženju otvorenog tržišta električne energije, s proizvodnjom poslovno potpuno odvojenom od prijenosa, troškovi zagušenja mogu biti vrijedne informacije o potencijalnim novim investicijama u prijenos, ali i u proizvodne objekte. Postoje tumačenja [12] da će, dugoročno gledajući, investicije u mrežu biti realizirane onog trenutka kada potrošačima postane ekonomično smanjiti troškove zagušenja i troškove gubitaka električne energije u sustavu. U tom smislu, razvoj mreže bit će određen od strane tržišta. Američka regulatorna komisija (FERC) u svom dokumentu Order 2000 propisuje da postupak planiranja prijenosne mreže mora počivati na tržišnim signalima i tržišnim rješenjima koji se uz razmatranje svih izvedivih varijanti (npr. izgradnja novih elektrana, preraspodjela postojeće proizvodnje i naravno izgradnja prijenosne mreže), odabiru

prema principu minimalnog troška. Stoga je planiranje izgradnje mreže u tržišnim uvjetima značajno složenije od klasičnog integriranog planiranja mreže. Osim toga, uvođenjem tržišta ne postoji jedan zajednički optimum izgradnje i vođenja sustava, već svaki sudionik na tržištu razvija vlastiti optimum poslovanja, bez obzira na sustav u cjelini. Štoviše, iz dosadašnje prakse brojni su primjeri korištenja nedostataka sustava radi ostvarenja vlastitog profita nekog od tržišnih sudionika. Planerima prijenosne mreže u tržišnim uvjetima prilikom formiranja objektne funkcije (optimiranja) preostaje samo korištenje varijable općedruštvene dobiti (engl. *social welfare*).

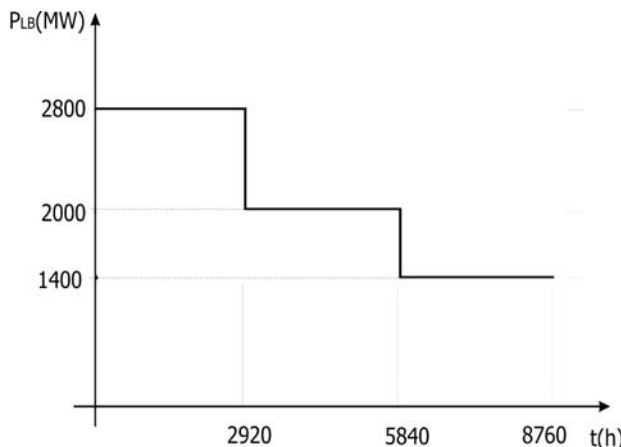
Odluka o tome gdje i kako nadograditi prijenosnu mrežu radi izbjegavanja zagušenja je vrlo složena. Naime, iznos troškova zagušenja u budućnosti je podložan mnogim nesigurnostima. Premda svjetski prosjek investicija u prijenosnu mrežu iznosi samo oko 10-15% ukupnih investicija u elektroenergetskom sustavu (iskustva okomito organiziranih elektroprivrednih tvrtki) te da su troškovi pogona prijenosa daleko manji od troškova proizvodnje, bilo bi neopravdano dograđivati prijenosni sustav koji nije nikad bio zagušen. Valja također napomenuti da u tržišnom okruženju ubuduće više neće biti moguće uspoređivati investicije u različitim djelatnostima (proizvodnja, prijenos, distribucija) s obzirom na činjenicu da se sada radi o upravljački, financijski i pravno potpuno razdvojenim tvrtkama (djelatnostima) i slobodnom tržišnom okruženju. Nesigurnosti troškova zagušenja odnose se na porast opterećenja, promjenjivost cijena s obzirom na promjene opterećenja (tzv. cjenovnu elastičnost), izgradnju novih i dekomisiju postojećih proizvodnih jedinica, troškove goriva i konačno ukupnu razinu cijene električne energije na tržištu.

U nastavku je prikazan jedan test primjer za ilustraciju navedenih nesigurnosti, njihovih odnosa i složenosti postupka. Pretpostavimo da postoje dva područja, A i B, udaljena 200 km. Područje A sadrži 2000 MW proizvodnih kapaciteta i nema instaliranog opterećenja, dok područje B uključuje 2000 MW proizvodnih kapaciteta i 3000 MW opterećenja. Pretpostavimo da je cijena proizvodnje u području A jednaka 30 €/MWh, u području B 35 €/MWh te da je ostatni prijenosni kapacitet (NTC) između područja A i B jednak 1400 MW (slika 2).



Slika 2. Primjer dvaju područja s različitim cijenama proizvodnje uz ograničeni prijenosni kapacitet poveznice

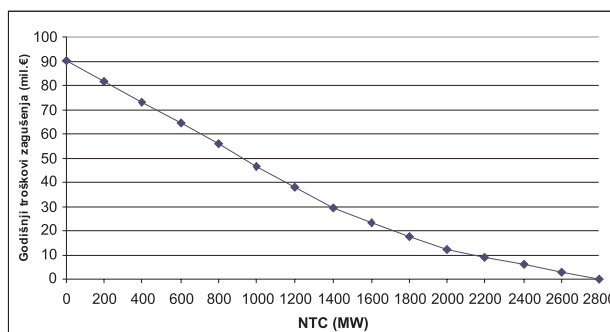
Opterećenje područja B tijekom godine varira između 1400 MW i 2800 MW, a zbog jednostavnosti proračuna pretpostavljena je godišnja krivulja trajanja opterećenja kao na slici 3.



Slika 3. Krivulja trajanja opterećenja u području B

Troškovi zagušenja određuju se kao razlika između: 1) ukupnih troškova proizvodnje koji kada je prijenosni kapacitet između dvaju područja ograničen i 2) ukupnih troškova proizvodnje kada je prijenosni kapacitet između dvaju područja neograničen. Troškovi proizvodnje u oba slučaja računati su za svaki sat promatranog vremenskog razdoblja.

Slika 4 prikazuje izračunate godišnje troškove zagušenja kao funkciju iznosa prijenosnog kapaciteta između dvaju promatranih područja. S 0 MW međupodručnog prijenosnog kapaciteta potrošači u području B plaćaju oko 90 mil.€ godišnje zbog zagušenja u prijenosnoj mreži. Ukoliko se iznos međupodručnog prijenosnog kapaciteta poveća, troškovi zagušenja će opadati budući da će pasti i broj sati godišnje u kojima se pojavljuje zagušenje. Rezultati provedenih proračuna prikazani su na slici 4.



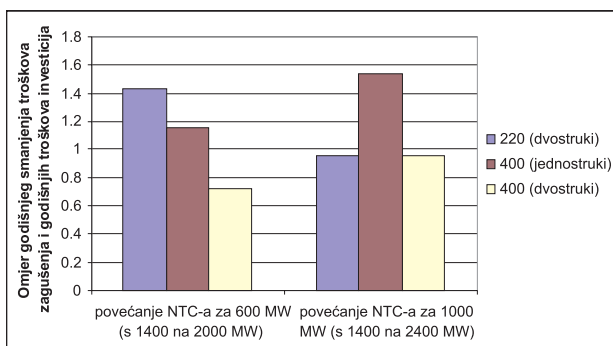
Slika 4. Odnos godišnjih troškova zagušenja i međupodručnog prijenosnog kapaciteta

Međutim, iz slike 4 vidi se očita nelinearnost odnosa troškova zagušenja i međupodručnog prijenosnog kapaciteta. Povećanje međupodručnog prijenosnog kapaciteta s 0 MW na 600 MW rezultira godišnjom

uštedom od 25.98 mil.€, daljnjim povećanjem prijenosnog kapaciteta sa 600 MW na 1200 MW smanjuju se godišnji troškovi zagušenja za daljnjih 26.28 mil.€, povećanjem prijenosne moći s 1200 MW na 1800 MW smanjenje godišnjih troškova zagušenja iznosi 20.44 mil.€, dok povećanjem prijenosa s 1800 MW na 2400 MW smanjenje godišnjih troškova zagušenja iznosi dodatnih 11.68 mil.€. Razlika troškova zagušenja između razmatranih područja u slučaju međupodručnog prijenosnog kapaciteta od 2800 MW u odnosu na slučaj bez međupodručnog prijenosnog kapaciteta iznosi oko 90 mil.€ godišnje.

4.1. Utjecaj izgradnje novih prijenosnih kapaciteta na troškove zagušenja

Sada se postavlja pitanje koliko bi koštala izgradnja dodatnog prijenosnog voda između područja A i B? Cijena kilometra prijenosnog voda značajno raste s povećanjem naponskog nivoa. Međutim, istodobno s porastom naponskog nivoa značajno se smanjuje jedinična cijena prijenosnog kapaciteta (€/MW). Iako je u načelu jeftinije izgraditi prijenosni vod većeg presjeka (prijenosne moći), postavlja se pitanje koliko povećati prijenosni kapacitet. Kao odgovor na ovo pitanje dobije se nelinearan odnos između dobiti koja nastaje izgradnjom novog prijenosnog voda (smanjenje troškova zagušenja) i troškova izgradnje. Rezultati provedenih proračuna prikazani su na slici 5.



Slika 5. Odnos povećanja prijenosnog kapaciteta i benefit/cost omjera

Pretpostavljeni su fiksna diskontna stopa od 10% kojom se ukupni trošak izgradnje svodi na godišnji trošak te prosječni troškovi izgradnje prijenosnih vodova. U ovom primjeru cilj je povećati prijenosnu moć između razmatranih područja za 600 MW, pa prema tome ima smisla izgraditi dvostruki 220 kV ili jednostruki 400 kV vod, ali nikako dvostruki 400 kV vod, jer je omjer dobiti i troška (benefit/cost) manji od 1 i iznosi oko 0.73. Ukoliko je cilj izgraditi 1000 MW dodatnog prijenosnog kapaciteta, očito je da je omjer benefit/cost veći od 1 samo za jednostruki 400 kV vod. Benefit/cost omjer za 400 kV vod raste sa željenim povećanjem kapaciteta sa 600 MW na 1000 MW. Sa slike 5 očito je da je u slučaju povećanja NTC-a za 600 MW omjer godišnjeg smanjenja troškova zagušenja i godišnjih troškova izgradnje (omjer benefit/cost) dvostrukog 220

kV voda jednak 1.44, dok za 400 kV vod taj omjer iznosi 1.15. Izgradnja dvostrukog 400 kV voda u tom slučaju nije isplativa, jer je omjer smanjenja godišnjih troškova zagušenja i godišnjih troškova investicija manji od 1. Očekivano, za povećanje NTC-a za 1000 MW razmatrani omjeri su znatno drugačiji. Naravno, ovaj primjer se odnosi samo na kriterij smanjenja godišnjeg troška zagušenja, dok su ostali kriteriji izgradnje dodatnih prijenosnih kapaciteta zanemareni.

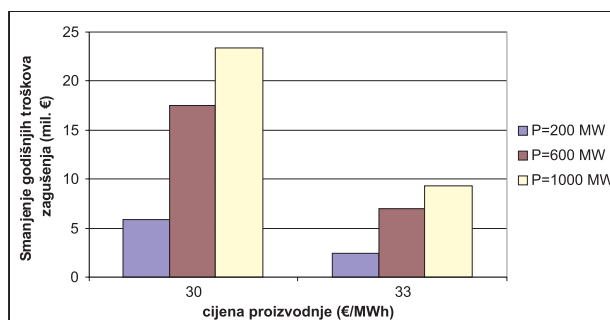
Smanjenje godišnjih troškova zagušenja u opisanom primjeru izračunato je uz pretpostavku nepromijenjenih ostalih karakteristika sustava, odnosno bez izgradnje novih proizvodnih objekata, porasta opterećenja, cjenovne elastičnosti i sl. Sljedeća poglavlja opisuju utjecaj i tih čimbenika na ukupne troškove zagušenja.

4.2. Utjecaj izgradnje novih proizvodnih kapaciteta na troškove zagušenja

Osim izgradnje dodatnog prijenosnog kapaciteta promotrit će se benefit/cost omjer u slučaju izgradnje novog proizvodnog kapaciteta u području B, dakle u području potrošnje. Dodavajući novi proizvodni kapacitet s ponudenom tržišnom cijenom u iznosu od 30 €/MWh, odnosno 33 €/MWh smanjuju se troškovi zagušenja kako je prikazano na slici 6.

Izgradnjom 200 MW, 600 MW ili 1000 MW novih proizvodnih kapaciteta u području B s cijenom proizvodnje od 30 €/MWh godišnji troškovi zagušenja smanjuju se oko 5 mil.€, 18 mil.€ i 23 mil.€ respektivno. Ukoliko su troškovi proizvodnje (odnosno ponudena tržišna cijena) novoizgrađenog proizvodnog kapaciteta u području B jednaki 33 €/MWh, godišnje smanjenje troškova zagušenja izgradnjom proizvodnog objekta snage 200 MW bit će oko 2 mil.€ (skraćeno 2 M€), izgradnjom proizvodnog objekta snage 600 MW smanjenje godišnjih troškova zagušenja bit će oko 7 M€, a izgradnjom proizvodnog objekta snage 1000 MW oko 9 M€.

Smanjenje godišnjih troškova zagušenja pri cijeni proizvodnje novoizgrađenog proizvodnog objekta od 33 €/MWh iznosi oko 40% uštede koja bi se pojavila u ekvivalentnom slučaju uz troškove proizvodnje od 30 €/MWh.

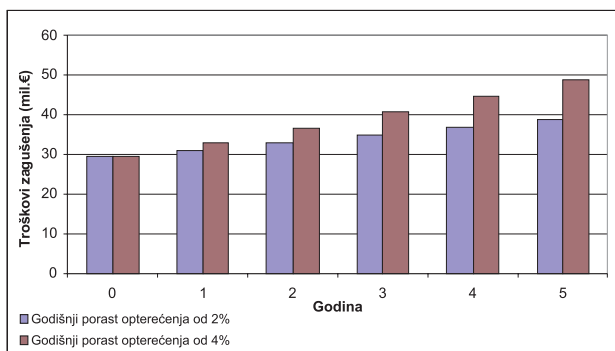


Slika 6. Smanjenje troškova zagušenja u ovisnosti o iznosu i cijeni novoizgrađenih proizvodnih kapaciteta u području B

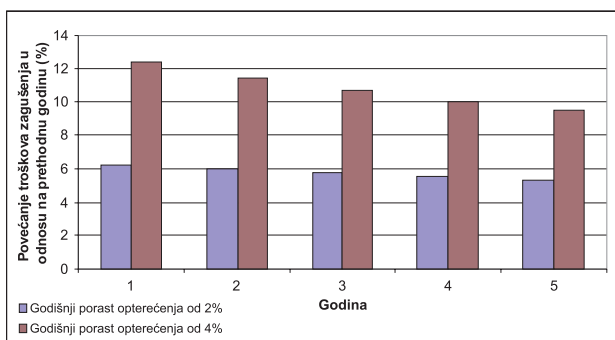
Konačno, veličinom izgradnje i cijenom proizvodnje koju nude nove proizvodne jedinice u području B značajno se određuje isplativost izgradnje novih prijenosnih kapaciteta između područja A i B. U promatranom primjeru analizirana ovisnost troškova zagušenja o proizvodnim cijenama i snazi elektrana nelinearnog je karaktera.

4.3. Utjecaj porasta opterećenja na troškove zagušenja

Osim izgradnje dodatnih prijenosnih ili proizvodnih kapaciteta, potrebno je razmotriti što se događa s troškovima zagušenja u slučaju porasta opterećenja u području B, uz nepromijenjene ostale karakteristike razmatranog sustava. Pretpostavimo da porast potrošnje iznosi 2% godišnje. U tom slučaju godišnji troškovi zagušenja u prvih pet godina iznose 31 M€, 32.9 M€, 34.7 M€, 36.6 M€ i 38.6 M€. U slučaju godišnjeg porasta opterećenja u iznosu od 4% godišnji troškovi zagušenja su nešto viši i iznose 32.8 M€, 36.6 M€, 40.5 M€, 44.6 M€ i 48.8 M€. Proračunati međusobni odnosi navedenih vrijednosti prikazani su slikama 7, 8 i 9.



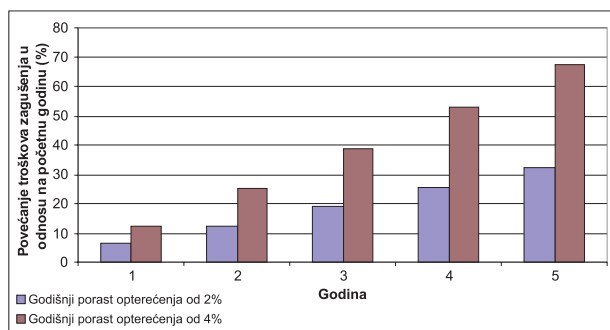
Slika 7. Godišnji troškovi zagušenja uz godišnji porast opterećenja u području B od 2%, odnosno 4%



Slika 8. Postotno povećanje godišnjih troškova zagušenja u odnosu na prethodnu godinu uz godišnji porast opterećenja u području B od 2%, odnosno 4%

Navedene vrijednosti troškova zagušenja odnose se na slučaj da se u međuvremenu nije izgradio nijedan dodatni proizvodni ili prijenosni kapacitet. Dakle, porast

opterećenja uzrokuje povećanje isplativosti investicija u prijenosne i proizvodne kapacitete.

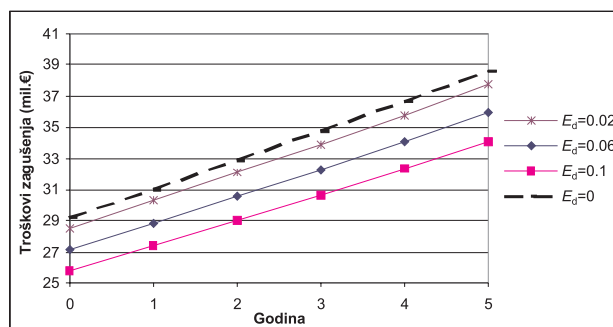


Slika 9. Postotno povećanje godišnjih troškova zagušenja u odnosu na početnu godinu uz godišnji porast opterećenja u području B od 2%, odnosno 4%

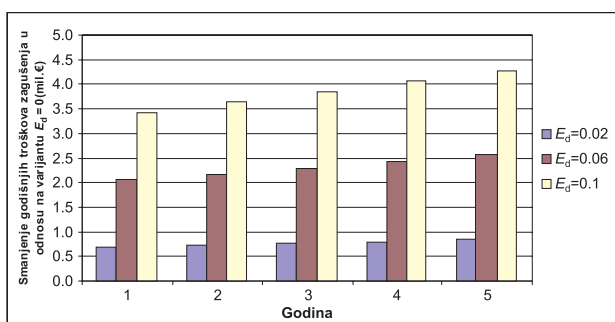
4.4. Utjecaj cjenovne elastičnosti opterećenja na troškove zagušenja

Uvođenjem tržišta električne energije uvodi se i pojam cjenovne elastičnosti opterećenja. Cjenovna elastičnost opterećenja (engl. *price elasticity of demand*, E_d) računa se kao omjer promjene opterećenja i promjene cijene električne energije. Budući da iznos opterećenja opada s porastom cijene, cjenovna elastičnost je uvijek negativnog predznaka. Međutim, najčešće se koristi njena apsolutna vrijednost, pa se E_d uvijek navodi kao pozitivan broj. S obzirom da se računa s proporcionalnim promjenama opterećenja i cijene, cjenovna elastičnost nema jedinicu te ne ovisi o jedinicama u kojima su navedene cijene i opterećenja.

Neka je u razmatranom primjeru cjenovna elastičnost definirana u tri varijante: $E_d=0.02$, $E_d=0.06$, $E_d=0.1$ te neka je istodobno godišnji porast opterećenja u području B jednak 2%. To znači da će se u slučaju $E_d=0.1$ i promjene cijene od 10%, opterećenje smanjiti približno za 1%. Riječ 'približno' ovdje se koristi zato što egzaktni rezultat ovisi o tome koristi li se u obračunu početna ili krajnja točka, o čemu će biti više govora kasnije.



Slika 10. Ovisnost godišnjih troškova zagušenja o cjenovnoj elastičnosti opterećenja



Slika 11. Smanjenje godišnjih troškova pojedinih varijanti cjenovne elastičnosti opterećenja u odnosu na varijantu potpune cjenovne neelastičnosti ($E_d=0$)

U ovom primjeru, kako faktor cjenovne elastičnosti opterećenja raste (0.02, 0.06 i 0.1), troškovi zagušenja se prve godine smanjuju s 30.3 M€ ($E_d=0.02$) na 28.8 M€ ($E_d=0.06$), odnosno 27.4 M€ ($E_d=0.1$). Slika 10 prikazuje utjecaj cjenovne elastičnosti opterećenja na godišnje troškove zagušenja. Za raspone prikazane na slici 9 porast troškova zagušenja u odnosu na prethodnu godinu varira između 5.3% i 6.2%, uz konstantan međupodručni prijenosni kapacitet i konstantan iznos proizvodnih kapaciteta. Očito je da vrlo mala cjenovna elastičnost opterećenja u ovom primjeru donosi značajne promjene troškova zagušenja (slika 11).

Kada se govori o cjenovnoj elastičnosti potrebno je napomenuti da kod linearne krivulje opterećenja cjenovna elastičnost varira duž krivulje. Za male promjene cijene i opterećenja, razlike među tako dobivenim rezultatima su obično zanemarive, ali kod većih promjena ova razlika može biti značajna. Zbog toga se najčešće navodi da je cjenovna elastičnost približno jednaka nekom iznosu.

Kako bi se riješio ovaj problem može se definirati prosječna cjenovna elastičnost opterećenja. Prosječna cjenovna elastičnost koristi prosječnu vrijednost od početnog i krajnjeg iznosa opterećenja i prosječnu vrijednost početne i krajnje cijene kada se računa proporcionalna promjena tih veličina. Matematički, prosječna cjenovna elastičnost se definira kao:

$$\bar{E}_d = \frac{\frac{Q_2 - Q_1}{(Q_2 + Q_1) / 2}}{\frac{P_2 - P_1}{(P_2 + P_1) / 2}} \quad (3)$$

gdje je: Q_1 – početno opterećenje
 Q_2 – konačno opterećenje
 P_1 – početna cijena
 P_2 – konačna cijena

4.4.1. Cjenovna elastičnost i neelastičnost

U nastavku se kratko razmatraju neke karakteristične vrijednosti cjenovne elastičnosti.

$E_d > 1$

U ovom slučaju, opterećenje je cjenovno elastično, što znači da će promjena cijene izazvati velike promjene opterećenja. U slučaju $E_d = \infty$, kaže se da je opterećenje maksimalno cjenovno elastično, a krivulja opterećenja je vodoravna. Za proizvode koji imaju relativno visoku cjenovnu elastičnost povećanje cijene rezultirat će smanjenjem prihoda, budući da izgubljeni prihod od smanjenja prodaje proizvoda neće biti u potpunosti nadoknađen povećanjem cijene.

$E_d < 1$

U ovom slučaju, opterećenje je cjenovno neelastično, što znači da će promjena cijene izazvati male promjene opterećenja. U slučaju $E_d = 0$, kaže se da je opterećenje maksimalno cjenovno neelastično, a krivulja opterećenja je okomita, dakle neovisna o cijeni. Prilikom prodaje proizvoda koji imaju relativno visoku cjenovnu neelastičnost povećanje cijene treba rezultirati povećanjem prihoda, budući da izgubljeni prihod od smanjenja prodaje proizvoda treba biti manji od prihoda dobivenog povećanjem cijene.

$E_d = 1$

U ovom slučaju kaže se da opterećenje (ili općenito neki proizvod) ima jediničnu cjenovnu elastičnost, odnosno da male promjene cijene ne utječu na ukupni prihod. Postotni iznos promjene cijene jednak je postotnoj posljedičnoj promjeni iznosa opterećenja.

Konačno, može se reći da postoji 6 čimbenika koji utječu na cjenovnu elastičnost:

1. postojanje rezerve: što je više rezervi, elastičnost je veća. Broj rezervi ovisi o vrsti proizvoda koji se razmatra,
2. stupanj potrebe ili luksuza: luksuzni proizvodi najčešće imaju veliku cjenovnu elastičnost. Neki proizvodi inicijalno imaju nizak stupanj potrebe, a najčešće se odnose na zadovoljavanje navika i nerijetko mogu s vremenom zavrijediti veći stupanj potrebe,
3. udio proizvoda u ukupnom budžetu proizvođača: proizvodi koji predstavljaju veći dio ukupnog budžeta proizvođača imaju veću cjenovnu elastičnost,
4. raspoloživo vrijeme: cjenovna elastičnost je veća tijekom dužeg raspoloživog vremenskog perioda jer potrošači imaju više vremena prilagoditi svoje ponašanje,
5. privremenost ili konstantnost promjene cijene: jednodnevne promjene cijene rezultiraju drugačije od konstantnih promjena cijena,
6. karakteristični iznosi cijena: smanjenje cijene s 2.00 € na 1.99 € može izazvati veću reakciju potrošača nego promjena s 1.99 € na 1.98 €.

Iz svega navedenog očito je da je za prethodni primjer odabrana vrlo jednostavna (konstantna) i vrlo mala cjenovna elastičnost opterećenja. Utjecaj cjenovne elastičnosti opterećenja na troškove zagušenja u praksi razigranih tržišta znatno je složeniji.

4.5. Suprotstavljeni zahtjevi pojedinih sudionika na tržištu

Donošenje odluke o ulaganju u prijenosni kapacitet pri svim navedenim nesigurnostima značajno je otežano. Štoviše, životni vijek prijenosnih vodova je nekoliko desetljeća, a promjene ulaznih parametara u proces odlučivanja (porast opterećenja, cjenovna elastičnost opterećenja, iznosi, lokacije i cijene novih proizvodnih jedinica) su gotovo svakodneвне. Stoga je za pravilan razvoj prijenosne mreže nužno osigurati dostupnost svih potrebnih ulaznih podataka, kao i nepristranost planera prijenosne mreže.

Na kraju potrebno je napomenuti da u tržišnom nadmetanju nije svima u interesu smanjiti troškove zagušenja. Primjerice, potrošačima u području s nižom cijenom i proizvođačima u području s višom cijenom zagušenje donosi dobit, pa svako smanjenje zagušenja njima direktno smanjuje dobit. Na primjer, proizvođač u području B s cijenom od 35 €/MWh zarađuje 29.2 mil.€ prve razmatrane godine zbog ograničenog prijenosnog kapaciteta na iznos od 1400 MW. Da nema ograničenja u prijenosu cjelokupno opterećenje u području B bilo bi podmireno iz područja A, pa bi prihod proizvođača B bio jednak nuli. Drugim riječima, cjelokupni iznos izračunatih smanjenja godišnjih troškova zagušenja po svim varijantama automatski znači jednako toliko smanjenje prihoda proizvođača B. Istodobno uz pojavu zagušenja proizvođač B ima tržišnu moć na svom području i može maksimalno povisiti svoju cijenu i ostvariti dodatni profit.

Ovakvo značajno smanjenje zarade izaziva veliko opiranje smanjenju zagušenja. Slično je i s potrošačima u području A, području s nižom cijenom. Konačno, investitori u nove proizvodne jedinice u području B moraju biti zabrinuti zbog eventualne izgradnje novog prijenosnog voda između područja A i B, jer da bi taj projekt značajno umanjio njihovu dobit. Zbog toga je potpuna neovisnost Operatora sustava kao planera prijenosne mreže od ostalih tržišnih sudionika od iznimne važnosti za pravilno funkcioniranje tržišta i sigurnost sustava.

Ovaj pregled ovisnosti očekivanih troškova zagušenja o različitim ulaznim parametrima pokazuje složenost ove problematike. Pojednostavljenim test primjerom željelo se ukazati na utjecaj pojedinih veličina na troškove zagušenja, bez ulaska u detalje složenosti pogona realnog elektroenergetskog sustava. Nesigurnost svakog navedenog ulaznog parametra dodatno usložnjava proračun. S obzirom na činjenicu da se ulaganja u prijenosnu i proizvodnu djelatnost nisu više integrirane, već se prepuštaju tržištu (proizvodnja), odnosno regulaciji (prijenos), očita je iznimna važnost pravodobnog uočavanja i poticanja izgradnje potrebnih novih prijenosnih i proizvodnih kapaciteta, kako s aspekta ostvarivanja dodatnog profita i efikasnosti tržišta, tako i s aspekta osiguravanja nužne sigurnosti pogona sustava.

5. ZAKLJUČAK

Nedavni raspadi sustava u Europi i SAD intenzivirali su između ostalog i rasprave o upravljanju zagušenjima u prijenosnoj mreži. U mnogim zemljama postupci izgradnje novih objekata prijenosne mreže ukupno traju više od 5 godina. Stoga se cijeli elektroenergetski sektor nalazi između dvaju ekstrema: 1) trgovanja električnom energijom u realnom vremenu kao robom koja nema mogućnosti uskladištenja i 2) višegodišnjeg perioda potrebnog za izgradnju novih proizvodnih i mrežnih objekata, kao tvornica i prijevoza te iste robe. Ograničenja s aspekta zaštite okoliša sve su stroža, a razina potrošnje i tržišnih transakcija svakim danom se sve više povećavaju. Rezerve prijenosnih kapaciteta svakim danom se smanjuju, a regulirane investicije u prijenosnu mrežu značajno su manje nego ranijih godina. Sve to zajedno doprinosi češćoj pojavi zagušenja u prijenosnoj mreži. Upravljanje zagušenjima u prijenosnoj mreži u tržišnim uvjetima je relativno nova disciplina u vođenju elektroenergetskog sustava, pa su time i metode upravljanja još uvijek nedovoljno provjerene. Ne postoje univerzalne metode upravljanja zagušenjima, već su one ovisne o specifičnostima pojedinog sustava. Kako bi elektroprijenosni sustav što prije bio pripremljen na pojave eventualnih zagušenja potrebno je sve Operatore sustava adekvatno pripremiti za planiranje i razvoj prijenosne mreže u potpuno novim, tržišnim uvjetima. Zatim, potrebno je definirati metode upravljanja zagušenjima koje su primjenjive u svim pogonskim stanjima.

Na osnovi toga očito je da svaki Operator sustava mora samostalno razviti učinkovite i ekonomski poticajne postupke upravljanja zagušenjima kojima bi se povećala iskoristivost prijenosnog sustava i povećala likvidnost tržišta. S obzirom da je pogon elektroenergetskog sustava vrlo dinamičan te da se praktički svake sekunde mijenja stanje sustava, potrebno je predvidjeti sve varijante angažmana elektrana, opterećenja čvorišta i mogućih transakcija. Ključno je definirati postupke kojima bi se osigurali pravilni ekonomski signali – stimulacije proizvođačima, potrošačima i Operatoru sustava u smislu kratkoročnih, pogonskih rješenja i dugoročnih investicijskih planova. U Europi postoje razni primjeri stimuliranja i kažnjavanja Operatora sustava zbog neriješenih zagušenja i raspada sustava, a slične stavke postoje i u primjeni diskriminirajućih metoda upravljanja zagušenjima u prijenosnoj mreži.

Iz dosadašnjeg europskog iskustva može se reći da se postojeća zagušenja u Europi razlikuju po vjerojatnosti nastanka, organizaciji tržišta, izgrađenosti prijenosne mreže, zemljopisnom položaju i obliku itd. Stoga svaki Operator sustava nastoji uvažiti vlastite specifičnosti, uvažavajući pri tome želje sudionika na tržištu i na taj način odabrati najprikladniju metodu. Primjerice, na poveznicama s rijetkom pojavom zagušenja nema smisla organizirati

aukciju prijenosnih kapaciteta, jer se time usporavaju i ograničavaju mogućnosti iskorištenja prijenosne mreže. Metode upravljanja zagušenjima ne definiraju se jednom, već se mijenjaju kao i prilike u mreži i na tržištu. Pojava kružnih tokova snaga, višestrukih zagušenja i sl. zahtijeva složenu koordinaciju više Operatora sustava. Takvi složeni postupci još su u fazi testiranja na području zapadne Europe. Općenito se može reći da dosadašnja europska iskustva pokazuju da je najbolji način upravljanja zagušenjima kombinacija više predstavljenih metoda. U mnogim zapadnoeuropskim sustavima cjelokupni postupak upravljanja zagušenjima u prijenosnoj mreži dijeli se na tri osnovna dijela:

1. Određivanje prijenosnih kapaciteta – Operator sustava određuje prijenosne kapacitete najkasnije za dan unaprijed, ovisno o planiranom stanju mreže i prijavljenim ugovorima.
2. Predviđanje tokova snaga – dan unaprijed (poslijepodne) Operator sustava obično ima sve podatke o ugovorenim transakcijama, angažiranim izvorima i predviđenoj potrošnji. Na temelju toga obavljaju se ažurirane analize tokova snaga, čime se mogu predvidjeti moguća dodatna zagušenja u odnosu na prethodnu fazu (1) zbog nesigurnosti određivanja prijenosnih kapaciteta dan unaprijed.
3. Upravljanje u realnom vremenu – i nakon prva dva koraka mogu se pojaviti dodatna zagušenja zbog razlike predviđenih i ostvarenih transakcija, ispada elemenata mreže i sl. U takvim slučajevima najvažnije je imati brz i učinkovit mehanizam upravljanja zagušenjima prije nego što se ugrozi sigurnost sustava.

U svakom od spomenuta tri koraka mogu se primijeniti različite, ranije predstavljene, metode (npr. metode aukcije, razdvajanja tržišta za fazu (1), preraspodjela proizvodnje za fazu (2) te spomenuti netržišno definirani prioriteti korištenja prijenosnih kapaciteta za fazu (3)). Metode upravljanja zagušenjima među susjednim Operatorima međusobno mogu biti različite, ali moraju biti usklađene kako bi se zagušenja na prekograničnim poveznicama mogla riješiti ne ugrožavajući pogon i upravljanje zagušenjima ni jednog sustava [11]. Od posebne je važnosti da se Operatori sustava međusobno usklade radi djelovanja na kružne tokove snaga, posebice u slučajevima kad imaju utjecaja na zagušenja.

Bez obzira na korištene procedure u vođenju sustava moguće je da se fizički tokovi snaga razlikuju od predvidivih. Zbog toga se može reći da se u praksi paralelno odvijaju dva tržišta: tržište električne energije i tržište financijskim ugovorima. Na kraju obračunskog razdoblja (dan, tjedan) uspoređuju se ugovorene i ostvarene transakcije i na osnovi toga se definiraju financijska potraživanja među sudionicima na tržištu. Primjerice, moguće je da neki trgovac zakupi određene prijenosne kapacitete, a da se tokovi snaga koje je ugovorio realiziraju drugim, 'tuđim'

prijenosnim putovima. Prebijanja ugovorenih i ostvarenih transakcija mogu se ostvariti samo pomoću krovne, nepristrane koordinacije (npr. središnjeg nadzornog tijela poput ETSO – European Transmission System Operators [10]) koja će bilježiti sve ugovorene i ostvarene transakcije. Za to je potreban pristanak svih sudionika na tržištu, odnosno usklađivanje procedura koje propisuju pojedina regulatorna tijela.

Očito je da postoji mnogo različitih rješenja ovog specifičnog problema upravljanja prijenosnom mrežom u tržišnim uvjetima. Iskustva i znanja iz zapadnoeuropskih sustava već su sada dovoljno velika da mogu poslužiti i drugima u organizaciji vlastitog rada. Prije svega potrebno je propisati procedure od strane regulatornog tijela, a zatim definirati konkretne, operativne metode rada koje predviđaju sve moguće situacije i stanja sustava. Premda je reorganizacija vođenja elektroenergetskog sustava trebala nastupiti nevezano za deregulaciju elektroenergetskog sektora i razdvajanje okomito organiziranih tvrtki, otvaranje tržišta dodatno je ubrzalo ovaj postupak. Pogriješke u vođenju sustava u tržišnim uvjetima mogu imati značajne posljedice ne samo za Operatora sustava, već i za ostale sudionike na tržištu. Zbog toga je potrebno napraviti ravnotežu između potrebe da se vlastiti sustav što prije aktivno uključi u tržišne tokove i opreza kojim je potrebno pristupiti definiranju svake pojedine stavke vođenja sustava u tržišnim uvjetima.

LITERATURA

- [1] N. DIZDAREVIĆ, G. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, M. MAJSTROVIĆ, "Zagušenje u prijenosnoj mreži", Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, Hrvatska, 2003, (studija)
- [2] ETSO: "Co-ordinated auctioning – A market based method for transmission capacity allocation in meshed networks – Final report", April, 2001.
- [3] ETSO: "Procedures for cross-border transmission capacity assesment", October 2001.
- [4] K. PURCHALA, L. MEEUS, R. BELMANS: "Implementation Aspects of Coordinated Auctioning for Congestion Management", IEEE Power Tech Conference, Bologna, 23-26th June 2003.
- [5] ETSO: "Position Paper on Congestion Management", Florence Forum, May 2001. ETSO: "Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management in Continental Europe", Draft – February 2002.
- [6] ETSO: "ETSO position on the "Co-ordinated Cost" cross-border capacity allocation proposal"
- [7] H.-J. HAUBRICH et al, "Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion" Final Report commissioned by the European Commission Directorate – General Energy and Transport, Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW) of Aachen University of Technology (RWTH Aachen), Aachen, Germany, December 2001.

- [8] D. GRGIČ, F. GUBINA: "Implementation of the Congestion Management Scheme in Unbundled Slovenian Power System", 2003.
- [9] L. J. VRIES: "Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods in interconnectors"
- [10] ETSO: "Outline proposals for a Co-ordinated Congestion Management Scheme based on the ETSO Vision", September 2002.
- [11] ETSO: "Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management", April 2001.
- [12] W. W. HOGAN: "Transmission investment and competitive electricity markets", Harvard University, Cambridge, MA, April 1998.

CONGESTION MANAGEMENT IN TRANSMISSION NETWORK

With electric energy market opening including all accompanying consequences (restructuring of electric power companies, unbundling, legislation change, creation of market and system operator, energy sector regulation, privatisation), conditions of transmission network operation and development planning have strongly changed. The role of transmission network is now a function of enabling an efficient electric energy market that is a creation of a certain level of competitiveness among production subjects on the market as well as enabling the consumers to choose their own electric energy supplier. The supplier doesn't necessarily come from the own but also from other electric energy systems, whereby export, import and transit significantly increase. One of the main obstacles to market transactions is the transmission network congestion. In this work the problem of recognition and management of congestions in the transmission network is described.

ENGPASSVERMEIDUNG MITTELS ÜBERTRAGUNGSNETZVERWALTUNG

Durch die Eröffnung des Marktes elektrischer Energie mit allen diesbezüglichen Nebenfolgen (Umgestaltung der Stromversorgungsunternehmen, Trennung der Tätigkeiten, Gesetzesänderungen, Gestaltung des System- und Markt- Betreibers, Regelung des energetischen Tätigkeitsbereiches, Privatisierung), haben sich die Betriebsbedingungen und die Entwicklungsplanung in diesem Bereich wesentlich geändert. Jüngst liegt die Rolle des Übertragungsnetzes in der Sicherung eines leistungsfähigen Marktes elektrischer Energie, d. h. in der Erreichung einer zufriedenstellenden Wettbewerbsfähigkeit der auf dem Markt stehenden Erzeuger und in der Darbietung der Möglichkeit an einzelne Verbraucher, sich den Stromversorger selber zu wählen.

Der Versorger muss nicht unbedingt aus dem eigenen Stromversorgungssystem, sondern auch aus den sonstigen Systemen sein, wodurch Ein-, Aus- und Durchfuhr der Energie wesentlich steigern. Dabei stellt das Auftauchen der Engpässe in Übertragungsnetzen eines der grössten Hindernisse der Erfüllung aller gewünschten Marktgeschäfte dar. In dieser Arbeit ist die Frage des Voraussehens und Verwaltens der Engpasserscheinungen im Übertragungsnetz bearbeitet worden.

Naslov pisaca:

Mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.
dr. sc. Nijaz Dizdarević, dipl. ing.
mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing.
Energetski institut Hrvoje Požar
Savska cesta 163, Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 12 – 01.