

**UNIVERZA V LJUBLJANI  
EKONOMSKA FAKULTETA**

**MAGISTRSKO DELO**

**Aleš Kregar**



**UNIVERZA V LJUBLJANI  
EKONOMSKA FAKULTETA**

**MAGISTRSKO DELO**

**PRIMERJAVA CEN ZA UPORABO ELEKTROENERGETSKIH  
PRENOSNIH OMREŽIJ**

**Ljubljana, junij 2009**

**Aleš Kregar**

## IZJAVA

Študent Aleš Kregar izjavljam, da sem avtor tega magistrskega dela, ki sem ga napisal pod mentorstvom prof. dr. Nevenke Hrovatin, in da v skladu s 1. odstavkom 21. člena Zakona o avtorskih in sorodnih pravicah dovolim njegovo objavo na fakultetnih spletnih straneh.

V Ljubljani, dne 29. 6. 2009

Podpis: \_\_\_\_\_

## KAZALO VSEBINE

<b>UVOD</b>	<b>1</b>
<b>Oris problematike z opredelitvijo predmeta in problema raziskave</b>	<b>1</b>
<b>Namen in cilji raziskave s temeljnima domnevama</b>	<b>8</b>
<b>Opredelitev metod raziskovanja</b>	<b>9</b>
<b>Opredelitev zasnove dela</b>	<b>10</b>
<b>1 RAZVOJ, STANJE IN POSEBNOSTI ELEKTROENERGETIKE</b>	<b>11</b>
<b>1.1 Razvoj in lastnosti elektroenergetskega sistema</b>	<b>11</b>
<b>1.2 Organizacijski, statusni, lastninski in cenovni razvoj trga električne energije</b>	<b>12</b>
<b>2 TEORETIČNA IZHODIŠČA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA</b>	<b>16</b>
<b>2.1 Metode vloženih stroškov</b>	<b>23</b>
2.1.1 Metoda pogodbene poti	24
2.1.2 Metoda poštna znamke	24
2.1.3 Metoda MW-km	25
2.1.4 Metoda tokov v interkonekcijah	26
2.1.5 Conska metoda	26
2.1.6 Vozliščna metoda	27
2.1.7 Metoda vloženih stroškov po avtorjih Kim, Yoo in Hur	28
<b>2.2 Metode mejnih stroškov</b>	<b>29</b>
<b>2.3 Sestavljene metode</b>	<b>30</b>
<b>2.4 Druge metode</b>	<b>30</b>
<b>2.5 Primerjava nekaterih metod</b>	<b>32</b>
<b>2.6 Načini obračunavanja prenosa električne energije</b>	<b>34</b>
<b>3 ZAKONODAJA S PODROČJA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA</b>	<b>35</b>
<b>3.1 Veljavna evropska zakonodaja</b>	<b>35</b>
<b>3.2 Predlogi evropske zakonodaje</b>	<b>37</b>
<b>3.3 Veljavna slovenska zakonodaja</b>	<b>39</b>
<b>3.4 Predlogi slovenske zakonodaje</b>	<b>43</b>

<b>4</b>	<b>METODE DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA V IZBRANIH DRŽAVAH</b>	<b>46</b>
4.1	Avstrija	47
4.2	Češka	48
4.3	Velika Britanija	49
4.4	Nizozemska	52
4.5	Slovenija	54
4.6	Švedska	58
<b>5</b>	<b>PRIMERJAVA IN ANALIZA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA V IZBRANIH DRŽAVAH</b>	<b>60</b>
5.1	Primerjava višin in metod določanja cene za uporabo omrežja	60
5.2	Analiza višin in metod določanja cene za uporabo omrežja	69
5.2.1	Pravni in ekonomski razlogi za razlike v ceni za uporabo prenosnega omrežja	72
5.2.2	Okoljski in tehnični razlogi za razlike v ceni za uporabo prenosnega omrežja	75
5.3	Možnosti poenotenja metod v EU	77
5.4	Smernice za dopolnitev metode v Sloveniji	83
<b>6</b>	<b>MOŽNOSTI RAZVOJA IN UPORABE METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA</b>	<b>84</b>
6.1	Možen razvoj prenosnih omrežij	84
6.2	Vzpostavljanje pogojev za razvoj metod	86
6.3	Možnosti uporabe novih metod	89
	<b>SKLEP</b>	<b>93</b>
	<b>LITERATURA IN VIRI</b>	<b>96</b>
	<b>PRILOGE</b>	
	Priloga 1: Prikaz zaračunavanja stroškov prenosnega omrežja porabnikom in proizvajalcem v Veliki Britaniji	1
	Priloga 2: Bistvene lastnosti cen za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007	3

Priloga 3: Stroški, vključeni v ceno za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007	4
--	---

## **KAZALO SLIK**

Slika 1: Urnik revidiranja cenovnega nadzora	19
Slika 2: Diagram poenostavljenega procesa vrednotenja stroškov prenosnih storitev	21
Slika 3: Sestavine cene v €/MWh za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007	61
Slika 4: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za industrijskega porabnika velike moči	66
Slika 5: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za distribucijsko podjetje brez lastne proizvodnje	67
Slika 6: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za distribucijsko podjetje z lastno proizvodnjo	67
Slika 7: Relativna cena 400-kilovoltnega daljnovoda na km za več evropskih držav leta 2005	74

## **KAZALO TABEL**

Tabela 1: Cene za uporabo prenosnega omrežja Avstrije v letu 2009	48
Tabela 2: Cene priključne moči pri čeških distribucijskih podjetjih	49
Tabela 3: Cene za uporabo prenosnega omrežja na Nizozemskem	54
Tabela 4: Omrežnina za prenosno omrežje v Sloveniji v letu 2008 in 2009	56
Tabela 5: Omrežnina za sistemske storitve v Sloveniji v letu 2009	57
Tabela 6: Omrežnina za posebno sistemsko storitev v Sloveniji v letu 2008 in 2009	57
Tabela 7: Informativni cenik za uporabo elektroenergetskega omrežja v Sloveniji v letu 2009	58
Tabela 8: Bistvene lastnosti cen za uporabo prenosnega omrežja v izbranih evropskih državah v letu 2007	63
Tabela 9: Stroški, vključeni v ceno za uporabo prenosnega omrežja v izbranih evropskih državah v letu 2007	63
Tabela 10: Dolgoročni povprečni prirastni stroški opreme (LRAIC) glede na mediano vseh anketiranih držav za vsako vrsto opreme v letu 2005	75
Tabela 11: Strategije in ključni cilji integracije	81
Tabela 12: Stopnja integracije trga električne energije	82

## SEZNAM KRATIC

CAPM	model za določanje cene osnovnih sredstev (angl. <i>capital asset pricing model</i> )
CIGRE	Mednarodni svet za velike elektroenergetske sisteme
EC	Komisija evropskih skupnosti
EdF	Electricité de France
EPRI	Electric Power Research Institute
ETSO	Evropski upravljavci prenosnih omrežij
EU	Evropska unija
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
ISO	neodvisni operater sistema (angl. <i>independent system operator</i> )
LTFTR	dolgoročne finančne prenosne pravice (angl. <i>long-term financial transmission rights</i> )
LRAIC	dolgoročni povprečni prirastni stroški (angl. <i>long-run average incremental costs</i> )
OECD	Organisation for economic co-operation and development
RS	Republika Slovenija
SAIFI	indeks povprečne pogostosti izpada sistema (angl. <i>system average interruption frequency index</i> )
SAIDI	indeks povprečnega trajanja izpada sistema (angl. <i>system average interruption duration index</i> )
TSO	sistemski operater prenosnega omrežja (angl. <i>transmission system operator</i> )
UCTE	Unija za koordinacijo prenosa električne energije
ZDA	Združene države Amerike



## UVOD

### Oris problematike z opredelitvijo predmeta in problema raziskave

Električna energija je postala nepogrešljiva za delovanje civilizacije. Je nujno potrebna pri izvajanju gospodarskih dejavnosti in je nujna za zagotavljanje standarda bivanja prebivalstva (Kessides, 2004, str. 131). Električno energijo pretvarjamo iz drugih oblik energije v elektrarnah in jo prenašamo po elektroenergetskih omrežjih do odjemalcev, kjer opravlja človeku koristno delo. Na sedanji stopnji razvoja tehnike ni mogoče neposredno shranjevati večjih količin električne energije, zato mora biti v elektroenergetskih sistemih vedno zagotovljeno ravnotežje med njeno potrošnjo in proizvodnjo.

Pred razvojem trga električne energije je v večini razvitih držav prevladovala ureditev z enim elektrogospodarskim podjetjem v celotni državi. Podjetje je bilo pogosto v lasti države in je vključevalo vse elektrarne, celotno prenosno in distribucijsko omrežje. Imelo je monopolni položaj, ki je električno energijo obračunavalo vsem odjemalcem. Pri tem je bil pogosto tarifni sistem pod vplivom države in je bil socialno naravnan. Prevladovalo je prepričanje, da je celotna elektroenergetika nujni naravni monopol.

Pred približno tremi desetletji so se pojavila razmišljanja, da država ni dober gospodar, da obstaja možnost zlorabe monopolnega položaja, da dejavnost ne deluje učinkovito in bolj prikrito tudi, da zasebni sektor v tej dejavnosti ne ustvarja nikakršnega dobička. V strokovni javnosti se je razširilo prepričanje, da je nujno potrebno vzpostaviti odprt popoln konkurenčni trg električne energije, ki bo odpravil vse naštetе pomanjkljivosti. Pojavilo se je geslo »električna energija je blago«. Pobudniki razvoja trga električne energije so napovedovali, da bo trg zanesljivo znižal njeno ceno, zaradi česar bodo proizvodi konkurenčnejši na svetovnem trgu. Da bi bilo mogoče začeti z reorganizacijami elektrogospodarstva v smeri zastavljenega cilja, je bila v različnih razvitih državah postopoma sprejeta ustrezna zakonodaja. Približno časovno zaporedje nastajanja trga električne energije po državah, ki je bilo posledica sprejetja zakonodaje o reformi infrastrukture, je bilo: v Veliki Britaniji leta 1990, v ZDA in EU leta 1996 (Kessides, 2004, str. 32). Hitrost razvijanja trga električne energije je bila v vsaki državi

različna in močno odvisna od razmer v njej. Temu so sledile tudi nekatere druge države na drugih celinah.

Izkušnje z delovanjem trga električne energije in z delitvijo vertikalno integriranih elektrogospodarskih podjetij po dejavnostih, predvsem pa nekaj slabih izkušenj, so pokazale, da ni mogoče organizirati celotne elektroenergetike po načelih trga s popolno konkurenco. Izkušnje nakazujejo sedaj najbolj razširjeno delitev elektrogospodarstva na tržne in regulirane dejavnosti. Med tržne dejavnosti sta sedaj večinoma razvrščeni proizvodnja električne energije in dobava le-te odjemalcem. Med regulirani dejavnosti, ki se jima še vedno priznava status naravnega monopola, pa sta sedaj večinoma razvrščena prenos in distribucija električne energije (United Nations, 2002, str. 195 in Crampes & Laffont, 2005, str. 314). Prenos in distribucija običajno nista tržni dejavnosti, proizvodnja in dobava končnim odjemalcem sta običajno tržni dejavnosti (Kessides, 2004, str. 37). Poleg liberalizacije in privatizacije je nujna tudi regulacija, saj je monopol v zasebni lasti lahko še bolj škodljiv kot monopol v lasti države (Hrovatin, 2001, str. 25). Da se zagotovi čim učinkovitejše delovanje trga in da regulirane dejavnosti ne bi zlorabljele svoj monopolni položaj, so bili ustanovljeni neodvisni regulatorji.

Kljub temu, da se ekonomska regulacija nanaša na široko področje odločitev podjetij, so ključne tri odločilne spremenljivke, v katere je le-ta usmerjena: cena in količina proizvoda (storitve) ter število podjetij v panogi. Mnogo redkejše so regulacije, ki so usmerjene v kakovost proizvoda in investicije (Viscusi, Vernon & Harrington, 2000, str. 298). Potrebe po organiziranju reguliranih dejavnosti v elektroenergetiki so spodbudile raziskave in razvoj različnih teorij regulacije. Določene osnove so bile postavljene že pri obravnavi drugih vrst infrastruktur in drugih gospodarskih javnih služb. Vsako regulirano gospodarsko področje ima svoje značilnosti in mora biti tako tudi obravnavano (Kahn, 1988, str. 13). Nekatere posebnosti električne energije, ki se v nekaterih pogledih obnaša kot blago in v drugih kot storitev, so zahtevale posebno obsežen razvoj teorij regulacije z nekaterimi rešitvami, ki niso primerne za druge vrste gospodarskih javnih služb. Svojo posebnost dokazuje elektroenergetika tudi s tem, da cene niso padle tako kot na mnogih dereguliranih gospodarskih področjih, kjer so se znižale za 30–75 odstotkov (Blumsack, 2006, str. 29). Predpogoj za uspešen nadzor reguliranih dejavnosti na področju elektroenergetike je, da so te ločene od ostalih tržnih dejavnosti. Metode regulacije nadzirajo učinkovitost celotnega

podjetja, ki izvaja regulirano dejavnost, in temeljijo na ekonomskih načelih, vključujejo nadzor ekonomskih meril ter upoštevajo lastnosti reguliranih podjetij.

Trenutno prevladujeta dve metodi regulacije: metoda cenovne ali prihodkovne kape in metoda stopnje donosnosti (Kessides, 2004, str. 113). Praksa dokazuje, da ima vsaka metoda regulacije določene prednosti in slabosti. Za regulacijo stopnje donosnosti so najpomembnejše naslednje prednosti (Hrovatin et al., 2000, str. 16):

- manjša diskrecijska pravica regulatorja,
- javnost in formaliziranost postopkov in
- manjša personalizacija regulacijskega procesa.

Za metodo cenovne kape so najpomembnejše naslednje prednosti (Hrovatin et al., 2000, str. 16):

- spodbuda za zniževanje stroškov,
- prihranki v stroških prinašajo koristi potrošnikom,
- ne zahteva natančne ocene stroškov,
- ni težnje po prekomerni kapitalski intenzivnosti in
- ni dolgotrajnih pogajanj med regulatorjem in reguliranim podjetjem.

Od določil regulacije sta odvisna tudi načrtovanje in razvoj elektroenergetskih prenosnih omrežij. Iz študije *Impact of Regulatory Environments on Investment Decisions and Transmission* (2007, str. 5-6) lahko povzamemo ključne ugotovitve:

- prevladuje trend cenovne ali prihodkovne kape s 3–5-letnim regulatornim obdobjem;
- pritisk regulatorjev za znižanje stroškov izgub je vplival na načrtovanje razvoja omrežij; podjetja upoštevajo tudi stroške prezasedenosti;
- pogosto regulatorji ne dovoljujejo zadostne amortizacije (angl. *returns on assets*);
- v državah, v katerih so regulatorji natančno določili usmeritve regulacije v prihodnosti, sistemski operaterji prenosnih omrežij (v nadaljevanju TSO-ji, kar pomeni v angl. *transmission system operator*) nimajo težav z zagotavljanjem virov za investicije;
- regulatorji kontrolirajo in odobravajo investicije v prenosno omrežje;
- če regulator omeji sredstva za investicije, se običajno odloži rekonstrukcije in nadgradnje obstoječih objektov;

- TSO-ji, pri katerih se kapitalski izdatki prenašajo neposredno na uporabnike omrežja, nimajo težav s financiranjem investicij;
- regulacija je povzročila bolj transparentno planiranje omrežja in odločanje;
- planerji potrebujejo natančne podatke o lokaciji, velikosti, lastnostih in času priključitve novih proizvodnih enot;
- ni nadomestil za nasedle investicije;
- trenutno noben regulativni okvir ne usmerja dovolj učinkovito investicij v prenosno omrežje.

Ekonomska regulacija sistemskih operaterjev prenosnega omrežja je pogosto povezana z regulacijo cen za uporabo prenosnega omrežja. Regulatorji določajo prihodke sistemskim operaterjem prenosnega omrežja, metode določanja cen za uporabo prenosnega omrežja in metode razdelitve stroškov med uporabnike prenosnega omrežja (tarifni sistem).

Metode določanja cen za uporabo omrežij opredeljujejo dejanske stroške, ki nastajajo pri izvajanju regulirane dejavnosti, in določajo, katero podjetje je te stroške upravičeno zaračunati. Metode poleg ekonomskih načel in meril upoštevajo tudi tehnične lastnosti in merila, ki temeljijo na lastnostih omrežij. Pomembni dejavniki so v tem primeru stroški obratovanja, vodenja sistema, pokrivanja izgub in vzdrževanja obstoječega omrežja ter razvoja omrežja. Pri določanju metode določanja cene za uporabo omrežja morajo biti upoštevana naslednja načela (Green, 1997, str. 178):

- spodbujati učinkovito delovanje dnevnega trga na debelo (angl. *bulk power market*);
- dajati lokacijske signale za investicije v proizvodnjo in potrošnjo;
- dajati signale za investicije v prenosno omrežje;
- zagotavljati nadomestilo lastnikom obstoječega prenosnega omrežja;
- sistem mora biti enostaven in transparenten in
- sistem mora biti politično izvedljiv.

Poleg metod regulacije in metod določanja cen za uporabo omrežja so pomembni tudi tarifni sistemi, torej metode, kako stroške za delovanje elektroenergetskih omrežij porazdeliti med različne vrste uporabnikov omrežja. Pomembno je tudi, kako se porazdelijo stroški za investicije, obratovanje in vzdrževanje obstoječega sistema (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 70-82). Pri določanju stroškov obstoječega omrežja je ključna razdelitev na stroške priključitev in stroške uporabe sistema, ki se delijo še na del za razvoj in

vzdrževanje omrežja ter del za povračilo stroškov obratovanja sistema (Electricity Transmission Charges, 2008, str. 1). Tako imamo med članicami Evropskega združenja operaterjev prenosnega omrežja (v nadaljevanju ETSO) skoraj polovico držav, v katerih je celotno breme teh stroškov preneseno na porabnika, v ostalih državah pa zaračunavajo del stroška tudi proizvajalcem. Delež, s katerim so obremenjeni proizvajalci, se giblje od nekaj odstotkov do izjemoma polovice celotnih stroškov (ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, str. 6). Da bi se obseg področja naravnega monopola, ki temelji na fizični enovitosti elektroenergetskega omrežja, čim bolj omejil in da bi se zmanjšala možnost zlorabe monopolnega položaja, je tudi za določene storitve, ki jih mora opraviti TSO, zahtevana uporaba načel trga. Ta se zagotovijo tako, da si TSO na trgu zagotovi na primer nekatere sistemske storitve.

Metode določanja stroškov uporabe omrežja običajno delimo v tri skupine metod, in sicer v (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 70-82):

- metode vloženih stroškov (angl. *embedded cost methods*) (metoda pogodbene poti, metoda poštna znamka, metoda MW-km, metoda tokov v interkonekcijah);
- metode mejnih stroškov (kratkoročnih in dolgoročnih);
- sestavljene metode (vključujejo obe metodi predhodnih metod v različnih razmerjih).

Metode vloženih stroškov ne spodbujajo investicij, dobro pa upoštevajo stroške obstoječega omrežja. Nasprotno so metode mejnih stroškov učinkovite pri spodbujanju investicij, slabo pa upoštevajo stroške obstoječega omrežja.

Razvoj trga električne energije ima več različnih slabih izkušenj in posledic (deloma povzeto po Reforming Wholesale Electricity Markets: Myths vs. Facts, 2008, str. 1-4):

- za odjemalca višja končna cena električne energije, ki ni posledica le višje cene energentov za proizvodnjo električne energije, temveč večjega števila posrednikov med proizvodnjo in odjemalcem, kar pomeni več finančnih transakcij, pri tem pa vsaka povzroča stroške;
- v ZDA se ob naraščanju cen energentov za proizvodnjo električne energije cena električne energije zviša, ob padanju cen energentov pa se le-ta ne zniža, temveč se pogosto prihodek prelije v dobiček proizvajalcev;
- v ZDA je očitno, da so sedanji dobički lastnikov, v preteklosti reguliranih proizvajalcev, veliko višji od dobičkov reguliranih proizvajalcev;

- za male odjemalce včasih nižja kakovost preskrbe z električno energijo in premalo investicij v omrežje za dosego zanesljivosti (na primer v ZDA po okvari priključkov posameznih oddaljenih gospodinjstev teh zaradi neekonomičnosti vzdrževanja niso priklopili nazaj na električno omrežje; gospodinjstva so si morala kupiti električne agregate);
- velike ovire za vstop novega proizvajalca na trg na debelo; proizvajalci objavljajo na svojih spletnih straneh množice podatkov, podatki o cenah pa pogosto niso transparentni;
- težišče investicij se je s tistih z dolgo dobo povračila preneslo na tiste s kratko dobo povračila;
- zaradi večjega števila udeležencev na trgu električne energije, na katerem vsak ščiti svoj podjetniški interes, se je povečal obseg zakonodaje, ki ureja medsebojna razmerja, povečala se je možnost strateškega obnašanja in asimetrije informacij;
- v EU je iz prvotnih proizvajalcev, omejenih na posamezne države, nastalo nekaj mednarodnih podjetij, ki so prevzela mnoga manjša podjetja, dosegla večje prednosti ekonomije obsega in so postala zelo močni »igralci« na trgu električne energije, nemalokrat imajo v lasti tudi omrežja (na primer E-on in RWE); dokaz njihove moči je sprememba v tretjem energetskega paketa EU, v katerem je bila prvotno zahtevana izključno lastniška ločitev prenosa, kasneje pa so bile v predloge predpisov vključene druge nižje zahteve po ločitvi prenosa predvsem od proizvajalcev.

Sedanje stanje in projekcije v prihodnost na področjih cen za uporabo omrežja dokazujejo, da je še veliko nerešenih problemov na tem področju, kar je mogoče zaznati v množici strokovnih člankov, v objavah, poročilih in nekaterih novejših monografijah. V mnogih državah so še vedno v uporabi metode določanja cen za uporabo omrežja, ki ne odražajo nikakršnih lokacijskih spodbud proizvajalcem in odjemalcem, kar znižuje družbeno koristnost. Kljub temu, da je metoda vozliščnih cen že dolgo poznana, se praktično ne uporablja ali pa se uporablja bolj ali manj poenostavljen model (Green, 2007, str. 125-126). Pri tem se moramo zavedati, da vsak prenos v omrežju povzroči spremembe v celotnem omrežju.

Vprašanje za razvijalce modelov trga in odločevalce je, kako organizirati elektroenergetiko, da bodo izločeni največji problemi regulacije in da bodo dosežene največje koristi konkurenčnega trga (Blumsack, 2006, str. 30).

V preteklosti so bila vertikalno organizirana podjetja odgovorna za graditev proizvodnih enot in prenosnega omrežja. Elektroenergetsko prenosno omrežje ni bilo grajeno za trg na debelo in nihče ni preveril, ali je omrežje sposobno prenesti obremenitve, ki bodo nastopile z deregulacijo. Pregled razmer v ZDA dokazuje, da se je v zadnjem obdobju zgradilo bistveno premalo prenosnih omrežij, med drugim tudi zaradi nestabilnih pogojev vračila investicij v omrežje (Fox-Penner, 2005, str. 34-35). Analize v ZDA potrjujejo, da so predpisi, ki jih je pred nekaj leti uvedel Federal Energy Regulatory Commission (v nadaljevanju FERC) in ki so omogočili ustanovitev samostojnih sistemskih operaterjev (v nadaljevanju ISO-jev), povečali učinkovitost izrabe omrežja glede na predhodno upravljanje prenosnega omrežja s strani regionalnih podjetij. Povečali sta se tudi učinkovitost proizvodnje električne energije in učinkovitost trgovanja z njo (Kleit & Reitzes, 2008, str. 23-24).

Lien (2008, str. 2-12) navaja, da primerjave med zveznimi državami v ZDA kažejo, da prestrukturiranje elektroenergetike ni nujno razlog za naraščanje cen električne energije. Tako je približno enako število držav z zvišanimi cenami električne energije, ki so izvedle prestrukturiranje, kot tistih, ki prestrukturiranja niso izvedle. Opazno je tudi, da prestrukturiranje elektroenergetike ni imelo enakih pozitivnih učinkov v vseh delih elektroenergetike. Največji pozitivni učinki so opaženi na področju proizvodnje, na katerem so podjetja opazno znižala svoje stroške. Na področju prenosa električne energije pa so še vedno opazne največje pomanjkljivosti v nezadostnem investiranju v omrežje. Nekatera prenosna podjetja preučujejo načine povračila investicij s strani tistih udeležencev na trgu, ki imajo največje koristi od njih. V nasprotju z zgornjimi ugotovitvami Showalter (2008, str. 9) z analizo podatkov dokazuje, da so se cene električne energije za odjemalce mnogo bolj zvišale v zveznih državah z dereguliranim trgom kot pa v državah z reguliranim trgom.

Britanski regulator The Gas and Electricity Markets Authority (v nadaljevanju Ofgem) je zavrnil visoke zahteve sistemskih operaterjev po sredstvih za investicije v nove povezave za priključevanje obnovljivih virov in zato tudi zvišanje cen za uporabo omrežij. Kljub temu pa je v regulatornem obdobju 2007–2012 dovolil podvojitev investicij glede na predhodno obdobje (Bream, 2006, str. 1). Ofgem preučuje možnosti za zamenjavo metode »RPI minus X« z drugo metodo regulacije, ki bi spodbudila investicije v prenosna omrežja, kar pa bo zanesljivo zvišalo ceno za uporabo omrežja (Bream, 2008, str. 1).

Primerjava cen za uporabo omrežij v različnih državah kaže, da so cene zelo različne in da so v uporabi različne metode za njihovo določanje (ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, str. 6-18). Glede na to, da so elektroenergetski prenosni sistemi evropskih držav povezani in so vsaj v osnovnih tehničnih lastnostih enaki, je toliko težje pojasniti razlike v metodologijah in višinah cene za uporabo omrežja. Lahko le predvidevamo, da razlike izhajajo iz zgodovine razvoja omrežja, tradicije, stopnje razvitosti omrežja, kakovosti naprav, pogojev obratovanja, stroškov dela, stopnje vključevanja zunanjih stroškov, različnosti predpisov, okoljskih zahtev in iz še kakšnega drugega razloga.

### **Namen in cilji raziskave s temeljnima domnevama**

Namen magistrskega dela je razširiti znanja s področja cen za uporabo prenosnega omrežja in povezati ekonomsko in tehnično področje, ki se prepletata in zahtevata interdisciplinarno obravnavo. Namen dela je tudi olajšati razumevanje, utemeljevanje in lažjo komunikacijo med slovenskim TSO-jem in regulatorjem. Pričakuje se, da se bodo odnosi zaostrovali zaradi nove ostrejšje zakonodaje, zaradi oblikovanja močnega evropskega regulatorja in deloma tudi zaradi stopnjevanja gospodarske recesije. Namen dela je tudi izboljšati ali vsaj utrditi položaj Slovenije pri morebitnih pritiskih s strani organov EU, saj smo na stičišču več evropskih elektroenergetskih območij in naše omrežje omogoča tranzite med njimi, za kar moramo pridobiti ustrezno povračilo.

Cilji raziskave so bili preučiti literaturo in vire s področij cen za uporabo omrežja. Izdelan je pregled teorij regulacije s predstavitvijo prednosti in slabosti. Pripravim pregled metod določanja cen za uporabo omrežja in tarif ter izvedem primerjavo med različnimi TSO-ji. Predvsem pa opravi kvalitativno analizo, s katero ugotavljam razloge za različne metode določanja cene in njene višine ter izdelam oceno možnosti poenotenja metode določanja cene za uporabo omrežja v EU. Cilj dela je pripraviti smernice za dopolnitve sedanje metodologije v Sloveniji. Ne nazadnje je cilj naloge tudi preveriti spodnji domnevi:

- cene za uporabo prenosnih omrežij, ki jih odobravajo regulatorji, v več državah dolgoročno ne omogočajo zadostnega razvoja omrežij in
- doseči je mogoče poenotenje obračunavanja cene za uporabo prenosnih omrežij na skupnem notranjem trgu EU.



## **Opredelitev metod raziskovanja**

Pri pripravi magistrskega dela uporabim predvsem naslednje splošne teoretične metode raziskovanja: zgodovinsko, deskriptivno, primerjalno, metode klasifikacije, analize in sinteze.

Zgodovinsko metodo raziskovanja uporabim pri obravnavi zgodovinskega razvoja elektrogospodarstva, teoretičnih izhodišč regulacije, izhodišč za določanje cen za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij. Z deskriptivno metodo proučujem problematiko teorij določanja cen za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij, evropske in slovenske zakonodaje s tega področja v smislu opisovanja dejstev, odnosov in procesov. Pri obeh metodah se opiram predvsem na monografije, zakonodajo, strokovne članke v zbornikih in strokovnih ter znanstvenih revijah.

Z metodo klasifikacije si pomagam pri razvrščanju cen za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij, ki so v veljavi v nekaterih državah z razvitim trgom električne energije, in sicer glede na metode, kot jih določa teorija. Primerjalno metodo uporabim pri spoznavanju, primerjanju in ugotavljanju podobnosti in razlik med v praksi uveljavljenimi cenami za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij. Z analizo ugotavljam in razčlenjujem vzroke in posledice za obliko in višino cen ter tarif. Pri tem proučujem tako ekonomske kot tehnične vidike, pri čemer so zadnji omenjeni razdeljeni še na fizikalne in tehnološke. Delo zaključim s sintezo v smislu združevanja enostavnih načel v celoto, oblikovanja ocene možnosti poenotenja metodologije v ETSO in smernic za dopolnitev metodologije v Sloveniji ter z opredelitvijo do postavljenih domnev. V tem delu magistrskega dela se oprem predvsem na strokovne članke v zbornikih in strokovnih revijah, ki obravnavajo konkretne primere in izkušnje, ter na objave na spletnih straneh podjetij, različnih združenj in regulatornih agencij.

## **Opredelitev zasnove dela**

Delo razdelim na uvod, šest poglavij in sklep. V uvodu nakažem oris problematike z opredelitvijo predmeta raziskovanja in problema raziskave, namen in cilje raziskave s temeljnima domnevama, opredelitev metode raziskovanja ter strnjeno vsebino poglavij. V prvem poglavju prikažem razvoj, razmere v elektroenergetskem gospodarstvu, posebnosti, ki so posledice lastnosti električne energije, in širšo problematiko na tem področju. V drugem poglavju na podlagi strokovne literature prikažem teoretična izhodišča za določanje cen za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij. Tretje poglavje je namenjeno pregledu veljavne zakonodaje in predlogov zakonodaje, ki so v pripravi ali usklajevanju v organih EU, ter veljavne slovenske zakonodaje s področja cen za uporabo omrežij. V četrtem poglavju pripravim pregled metod in meril določanja cen za uporabo elektroenergetskih prenosnih omrežij, ki jih uporabljajo nekateri TSO-ji držav z razvitim trgom električne energije, nekaterih članic ETSO-ja in Slovenije. V petem poglavju pripravim primerjavo in analizo metod določanja cen za uporabo prenosnih elektroenergetskih omrežij v predhodnem poglavju obravnavanih držav. Pri tem se poglobim v ugotavljanje možnih vzrokov za razlike v metodah in višinah cen za uporabo omrežij. Ocenim možnost poenotenja na nivoju EU in pripravim smernice za dopolnitev do sedaj uporabljene metode za slovensko prenosno omrežje. Na podlagi dostopne literature in virov v šestem poglavju prikažem možne usmeritve v prihodnosti. Delo zaključim s sklepom, v katerem predstavim zaključke raziskave in smernice za izboljšanje evropske in slovenske metodologije.

Pri raziskavi naletim na nekaj omejitev, ki jih lahko združim v naslednje skupine:

- v državah so različne meje med prenosnim in distribucijskim omrežjem, kar povzroča težave pri primerjavah stroškov med državami, saj so ti odvisni tudi od napetostnega nivoja; ker sta prenos in distribucija neločljivo povezana, ju včasih ni mogoče ločiti ali pa ni na voljo potrebnih podatkov, da bi ju lahko ločili;
- primerjave med državami ovira tudi različna zakonodaja, ki vključuje različne elemente za sestavo stroškov elektroenergetskega omrežja;
- v času priprave dela se je svetovna gospodarska kriza stopnjevala, kar je sicer opozarjalo na določene pomanjkljivosti privatizacije in možne težave reguliranih dejavnosti, vendar o tem ni bilo mogoče zagotoviti ustreznih analiz in strokovnih

člankov (v času izdelave naloge je bila na voljo pretežno strokovna literatura, ki je dokazovala kratkoročne pozitivne učinke privatizacije).

Strokovni izrazi, kot so cena, cena za uporabo omrežja in drugi, so vedno mišljeni za področje elektroenergetskega omrežja. Kadar so obravnavana druga omrežja ali druge storitve, je to posebej navedeno.

## **1 RAZVOJ, STANJE IN POSEBNOSTI ELEKTROENERGETIKE**

### **1.1 Razvoj in lastnosti elektroenergetskega sistema**

Človeštvo obvladuje električno energijo že več kot sto let. Razvoj se je začel z izdelavo galvanskih členov, enosmernih sistemov z majhnimi potrošniki, kot so razsvetljava in majhni enosmerni motorji. Nikola Tesla je s svojim odkritjem trifaznega sistema omogočil razvoj današnjih trifaznih izmeničnih elektroenergetskih sistemov.

Pred prvo svetovno vojno so bili zgrajeni elektroenergetski sistemi, ki so povezovali majhne mestne elektrarne in porabnike na območjih mest. Pred drugo svetovno vojno so bili zgrajeni elektroenergetski sistemi, ki so delovali kot nepovezani otoki in so povezovali večje elektrarne z več mesti, v katerih je bil največji delež potrošnje namenjen razsvetljavi. Že takrat lahko govorimo o prenosu električne energije.

Po drugi svetovni vojni se je odvijal razvoj elektroenergetike zelo hitro. Naraščala sta velikost in število elektrarn, ki so bile priključene na elektroenergetska prenosna omrežja, hitro je naraščalo tudi število potrošnikov, in sicer gospodinjstev ter gospodarskih potrošnikov. Elektroenergetski sistemi so prerasli v sisteme, ki so pokrivali celotne države in začelo se je povezovanje le-teh med državami. Z nastalimi povezavami elektroenergetskih sistemov zahodnoevropskih držav je nastalo združenje UCPTE, v katerega je bila vključena tudi Jugoslavija. Vzhodnoevropske države so se povezale s Sovjetsko zvezo v povezan elektroenergetski sistem. Sistema med seboj nista bila tehnično neposredno povezljiva.

Elektroenergetski sistemi večine evropskih držav so bili organizirani samozadostno, torej je bilo v državi nameščenih dovolj elektrarn, da je bilo vedno mogoče pokriti potrebe po električni energiji znotraj države in nadomestiti največjo proizvodno enoto ob njeni morebitni odpovedi. V zadnjem desetletju se je večina vzhodnoevropskih elektroenergetskih sistemov brez Rusije preuredila in povezala z Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (v nadaljevanju UCTE), ki predstavlja združenje evropskih elektroenergetskih prenosnih omrežij. Prvotno so bile povezave med evropskimi državnimi elektroenergetskimi sistemi namenjene medsebojni tehnični pomoči, ob morebitnih izpadih večjih proizvodnih enot. Povezave so omogočale stabilnejše in zanesljivejše delovanje elektroenergetskih sistemov. Če bi bilo povpraševanje po električni energiji (poraba) v določenem trenutku večje od ponudbe (zmogljivosti) elektrarn, bi prišlo do razpada elektroenergetskega sistema na določenem področju, če ne bi bilo mogoče zagotoviti potrebne energije iz sosednjih povezanih sistemov. Pri veliki razliki med povpraševanjem in ponudbo električne energije v sistemu ta lahko razpade že v nekaj sekundah.

V zadnjih dveh desetletjih je oživela uporaba enosmernih sistemov visokih napetosti za reševanje primerov, ki tehnološko niso rešljivi z izmeničnimi sistemi: to so podmorske povezave in povezave med tehnično nepovezljivimi sistemi, ali so izmenični sistemi neekonomični, kot je prenos velikih količin električne energije na velike razdalje po kopnem.

Podjetja, ki danes gospodarijo z omrežji, zagotavljajo ključne storitve za razvoj in rast narodnih gospodarstev (Kessides, 2004, str. 29). Današnje stanje bi lahko opisal z naslednjim: električna energija je danes najbolj vsestranska oblika energije; je uporabna in praktično nepogrešljiva za delovanje civilizacije; ni je mogoče neposredno ekonomično shranjevati; celotna družba pričakuje, da je vedno dosegljiva oz. razpoložljiva (Jones, 2004, str. 113); če je ne bi bilo mogoče dobaviti odjemalcem na širšem geografskem območju, to lahko primerjamo z naravno katastrofo.

## **1.2 Organizacijski, statusni, lastninski in cenovni razvoj trga električne energije**

Na začetku razvoja elektroenergetike so nastala majhna elektroenergetska podjetja, ki so bila vertikalno organizirana. To pomeni, da so vključevala proizvodnjo električne energije in

njeno distribucijo. Vsi odjemalci so kupovali električno energijo od teh podjetij. Z razvojem elektroenergetskega prenosnega omrežja se je v vertikalno organizirana podjetja vključila tudi dejavnost prenosa električne energije. Po drugi svetovni vojni so v Evropi prevladovala državna elektroenergetska podjetja, ki so bila vertikalno povezana ter so obsegala vse elektrarne, celotno prenosno in celotno distribucijsko omrežje. Značilna predstavnik sta bila Electricité de France (v nadaljevanju EDF) v Franciji in Enel v Italiji. Tudi v tem primeru so vsi odjemalci kupovali električno energijo le od teh državnih elektroenergetskih podjetij.

Z razvojem zakonodaje o trgu električne energije so se vertikalno integrirana podjetja razdelila na proizvajalce električne energije, podjetja za prenos električne energije, podjetja za distribucijo električne energije in na dobavitelje električne energije (prodaja na drobno) (United Nations, 2002, str. 195). V nekaterih evropskih državah je v celoti izvedena delitev tako, da so podjetja samostojna, v nekaj državah pa je ločitev izvedena le na nivoju ločenih računovodskih izkazov. Današnje izkušnje kažejo, da je najustreznejša popolna ločitev podjetij z različnimi lastniki. Uveljavljena je delitev elektroenergetike na štiri področja: na proizvodnjo, prenos, distribucijo in dobavo (Crampes & Laffont, 2005, str. 314).

Včasih so se posamezne elektrarne organizirale kot samostojni proizvajalci (pogosto jedrske elektrarne in termoelektrarne), včasih so se organizirale v skupine (verige hidroelektrarn), včasih glede na tehnologijo (skupine termoelektrarn enake tehnologije) ali pa glede na komplementarnost v ponudbi (na primer termoelektrarne, hidroelektrarne in črpalne hidroelektrarne). Vsi naštetih proizvajalci predstavljajo ponudnike električne energije na debelo. Glede na velikost in zakonodajo je na ozemlju posameznih držav delovalo eno prenosno podjetje ali več prenosnih podjetij in običajno večje število distribucijskih podjetij. Ta so kupovala električno energijo pri proizvajalcih za pokrivanje izgub v omrežju, za pokrivanje odstopanj od voznega reda in za sistemsko rezervo. Organiziranje trga je omogočilo sklepanje običajno dolgoročnih in srednjeročnih neposrednih pogodb (pogoste so bile letne pogodbe) med proizvajalci in dobavitelji energije, oboji pa so lahko del kratkoročnih poslov sklepali s posredovanjem borze električne energije. Odjemalci ali potrošniki (to so gospodinjstva, podjetja in razne ustanove) lahko v EU prosto izbirajo dobavitelja električne energije. Zaradi zapletenosti in posebnih lastnosti trga električne energije so bili po državah ustanovljeni tudi regulatorji, torej neodvisne agencije, ki bdijo nad pravilnim delovanjem trga električne energije.

Na začetku so bila elektroenergetska podjetja zasebna gospodarska podjetja, ki so ustvarjala lastnikom dobiček. Njihovo število ni bilo omejeno in so si konkurirala na trgu, ki pa je bil zaradi skromne tehnologije in majhne gospodarske uporabnosti omejen. Sledilo je obdobje komunalnih podjetij, ki so delovala kot mestne gospodarske službe v okviru mestnih uprav in so predstavljala monopoliste na ozkem geografskem področju. Nato je sledilo obdobje, ko so bila organizirana velika državna podjetja, ki so imela glede na svoj status določene pravice, ki jih zasebna podjetja niso imela, kot na primer: niso šla v stečaj, zakonodaja jim je omogočala razlastitve privatne lastnine za gradnjo elektroenergetskih objektov. Državna podjetja so bila monopolisti na območjih celotnih držav (tudi v tem pogledu sta značilna primera EDF in Enel). S privatizacijo so v nekaterih evropskih državah elektroenergetska podjetja zopet postala zasebna podjetja, ki si konkurirajo na trgu. Zaradi nekaterih negativnih posledic privatizacije je prevladala v Evropi ureditev, v kateri so proizvajalci električne energije in dobavitelji le-te odjemalcem električne energije zasebna podjetja, ki si konkurirajo na trgu, prenosna in distribucijska omrežja pa so postala gospodarske javne službe v lasti držav, regij ali lokalnih skupnosti. Za ta podjetja se v zakonodaji EU uporabljata naziva sistemski operater prenosnega omrežja (ali skrajšano TSO) in sistemski operater distribucijskega omrežja. Ta so pogosto ohranila nekatere posebne pravice, kot na primer, da ne gredo v stečaj in da imajo pravico omejitve lastninskih pravic za gradnjo omrežij. Tem podjetjem se priznava lastnost naravnih monopolov, ki pa jim zakonodaja EU prepoveduje, da bi ta položaj izkoriščala. Nadzor nad izvajanjem dejavnosti je ena od ključnih nalog regulatorjev. Ob vzpostavitvi trga električne energije so se tudi odjemalci ali potrošniki diferencirali v upravičene in tarifne, ki so imeli tudi različne možnosti nastopanja na trgu električne energije. Upravičeni odjemalci so bili na začetku večinoma večji in si lahko že dolgo prosto izbirajo dobavitelja. Tarifni odjemalci so bila predvsem gospodinjstva in malo gospodarstvo, za katera je pogosto država skrbela, da ne bi bili podvrženi ostrim tržnim razmeram. Z razvojem trga električne energije in z njegovo stabilnostjo se znižuje tudi prag (priključna moč ali letna poraba), pri katerem država nadzira zaščito te skupine potrošnikov. Od sredine leta 2007 je v EU v veljavi zakonodaja, ki omogoča prosto izbiro dobaviteljev za vse odjemalce in tudi za gospodinjstva.

Z lastniškega vidika so bila ustanovljena majhna zasebna podjetja, ki so električno energijo uporabljala za gospodarsko dejavnost in so del proizvedene električne energije prodajala drugim gospodarskim potrošnikom in gospodinjstvom. Z razvojem manjših distribucijskih omrežij so nastala komunalna podjetja, ki so bila v lasti mest, ki so se v nekaterih državah ohranila do danes. Z razvojem elektroenergetskih prenosnih omrežij so nastala podjetja, ki so

bila običajno v lasti držav. Pred več kot dvajsetimi leti so se začeli procesi privatizacije mnogih dejavnosti, ki so bile pred tem pod okriljem države. Tudi v elektroenergetiki so se začeli postopoma procesi privatizacije. Takrat je prevladalo prepričanje, da je država slab gospodar, da dejavnosti, ki jih opravlja država, niso učinkovite, da so neracionalne in neprilagodljive. Podjetja na področju elektroenergetike so v Evropi ali v lasti zasebnikov, države, lokalnih skupnosti ali v mešani lasti naštetih.

Na področju cen je prišlo do naslednjega razvoja. Prvotno je bila opredeljena enotna storitev, ki je bila določena le z eno ceno, izraženo v denarnih enotah za dobavljeno 1 kWh. Kasneje se je uveljavil tarifni sistem, ki je vseboval ceno priključne moči v kW, ki je bila obračunana običajno mesečno, cena dobavljene 1 kWh pa je bila različna, in sicer glede na uro v dnevu in glede na sezono. Z razvojem trga električne energije se je prvotno enotna storitev diferencirala v več ločenih storitev. Za odjemalca, kot je gospodinjstvo, sta sedaj običajno določeni dve ceni: cena same električne energije kot blaga, ki je namenjena proizvajalcu (elektrarni), in cena za uporabo omrežja, ki je namenjena pokrivanju stroškov prenosa in distribucije te energije med proizvajalcem in odjemalcem. Z razvojem trga električne energije se je razvila tudi diferenciacija dobave glede na to, kakšen je primarni vir energije v elektrarni. Tako so se pojavili tržni nazivi »zelena energija«, »modra energija« in podobno za električno energijo, proizvedeno z obnovljivimi viri, kot so voda, veter ali sonce. Cena električne energije pri trgovanju na debelo določa konkurenca na trgu, pri prodaji na drobno (gospodinjstva in malo gospodarstvo) pa želijo države zadržati dosednji vpliv, kar povzroča težave v delovanju trga (United Nations, 2002, str. 217). Cena za uporabo omrežja pokriva stroške delovanja omrežja in ni določena na trgu temveč jo določa in nadzira regulator. Najprej so uporabljali metodo z določanjem stopnje donosnosti (angl. *rate of return*), ki daje spodbude za investicije, ne daje pa spodbud za optimiranje obratovanja in je še vedno v uporabi v nekaterih delih ZDA. Kasneje so to metodo večinoma nadomestili z metodo cenovne kape, ki se imenuje tudi metoda zamejene cene (angl. *price-cap*) (United Nations, 2002, str. 198), ki je večinoma v uporabi v EU in tudi v Sloveniji ter je določena kot razlika med stopnjo rasti drobnoprodajnih cen in stopnjo zniževanja stroškov v določenem obdobju. Metoda je pomanjkljiva, saj ne spodbuja dovolj investicij.

## 2 TEORETIČNA IZHODIŠČA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA

Ekonomsko teorija regulacije na področju elektroenergetike primerja dve rešitvi: državno lastništvo dejavnosti, ki ima pooblastilo za opravljanje storitve pri razumni ceni ali zasebno lastništvo z regulacijo, ki določa obseg storitve pri razumni donosnosti na sredstva. Regulacija mora obravnavati tudi stroške regulacije (Rothwell & Gomez, 2003, str. 5, 75, 83-84), ki so:

- družbeni stroški monopolista, ki izrablja svojo moč;
- stroški delovanja regulatorja;
- stroški, ki jih regulator dovoli monopolistu za doseganje kakovosti storitev, okoljskih zahtev in ciljev energetske politike.

Poleg naštetih lahko nastanejo dodatni stroški zaradi napak regulatorja, kar lahko vodi v zmanjšanje družbene blaginje (angl. *social welfare*).

V preteklosti in predvsem v ZDA je bila za reguliranje v uporabi metoda regulacije stopnje donosnosti. Kasneje je bila v Veliki Britaniji za reguliranje razvita metoda »RPI-X« (RPI je kratica za angl. izraz *retail price index*), ki so jo potem prevzele mnoge evropske države in se je pri nas uveljavila z nazivom cenovna kapa ali zamejena cena. Da bi upoštevali, od delovanja reguliranega podjetja neodvisne stroške, je bila metoda dopolnjena v »RPI-X+Y«. V uporabi sta še dve metodi, in sicer umetna konkurenca (angl. *yardstick regulation*) in reguliranje z delitvijo dobička (angl. *profit – sharing regulation*).

Reguliranje mora izpolnjevati tri smotre: biti mora trajnostno, pravično in učinkovito. Trajnostno pomeni, da mora biti omogočeno delovanje regulirane družbe v prihodnosti. Pravično pomeni tako razdelitev med člane skupnosti, ki ne omogoča koristi nekaterih članov družbe na račun drugih. Pri učinkovitosti sta mogoči razlagi: alokativna, ki zahteva izenačitev cene z mejnimi stroški (cena na trgu je enaka mejnim stroškom, skrajšano  $P=MC$ ), ali produktivna, ki pomeni proizvodnjo blaga s čim manj viri (Green & Pardina, 2002, str. 8). Poleg tega je pomembno, čigav položaj zagovarjamo: izvajalec storitve želi trajnostno regulirano ceno, kupec učinkovito regulirano ceno in lastnik pravično regulirano ceno s primerno donosnostjo (Paripović, 2003, str. 6).



Učinkovitost obratovanja in učinkovitost razvoja omrežja bi morali biti ključni za reformo elektroenergetskega sektorja, saj predstavljajo stroški prenosa in distribucije do 50 % celotnih stroškov, ki jih plača potrošnik, in koristi učinkovitejše proizvodnje ne morejo uživati končni potrošniki, če so vodi in transformacije slabo upravljani. Med ekonomisti je trg na področju proizvodnje ocenjen pretežno pozitivno, a so mnenja o organiziranju in cenah dostopa in uporabe omrežij pogosto nasprotujoča. Crampes in Laffont (2005, str. 313) trdita, da ima prenos električne energije nekatere značilnosti javne dobrine. Pri tem je potrebno opozoriti, in sicer, da prenos električne energije ne izpolnjuje zahteve, ki velja za javne dobrine, da poraba posameznika ne zmanjšuje možnosti drugih porabnikov, da trošijo to storitev (Tajnikar, 1996, str. 352). Prenos električne energije ima tehnične omejitve, ki preprečujejo, da bi ga uporabljalo neomejeno število porabnikov. S povečevanjem števila porabnikov se povečujejo stroški za izvajanje te storitve. Za prenos električne energije ne velja načelo netekmovalnosti v porabi, saj porabnik lahko ovira drugega porabnika pri porabi iste storitve, kar dokazujejo pojavi zamašitev v prenosnem omrežju. Porabnika je mogoče odklopiti od prenosnega omrežja, zato je za prenos električne energije mogoče trditi, da zanj ne velja načelo neizločljivosti.

V nekaterih primerih za ekonomsko regulacijo prenosa električne energije ne zadošča opazovanje le elektroenergetskega sistema. Čim več električne energije je proizvedene v elektrarnah na zemeljski plin, bolj je potrebno opazovati tudi cene za uporabo plinovodnega omrežja. Na povezanost obeh sistemov in posebej na povezanost ekonomskih regulacij prenosa obeh sistemov sta opozorila Morais in Marangon Lima (2007, str. 712-719). Pomembna je obravnava obeh omrežij in ustreznost lokacijskih signalov za elektrarne na zemeljski plin. Pokazala sta, da je mogoče za obe omrežji uporabiti enake metode določanja cene za uporabo omrežja, in sicer metodo poštno znamke, MW-km metodo, metodo stroškov vloženih sredstev, ki upošteva mejne stroške v vozlišču, in Aumann-Shapley-evo metodo, ki upošteva kooperativno igro (angl. *cooperative game*). Zadnja metoda zagotavlja ustrezno delitev celotnega prihodka, zbranega s strani uporabnikov glede na stroške plinovodnega in elektroenergetskega prenosnega omrežja. Področje skupne obravnave plinovodnega in elektroenergetskega omrežja je malo raziskano, je skoraj brez objavljenih člankov in jih v nadaljevanju ne obravnavam.

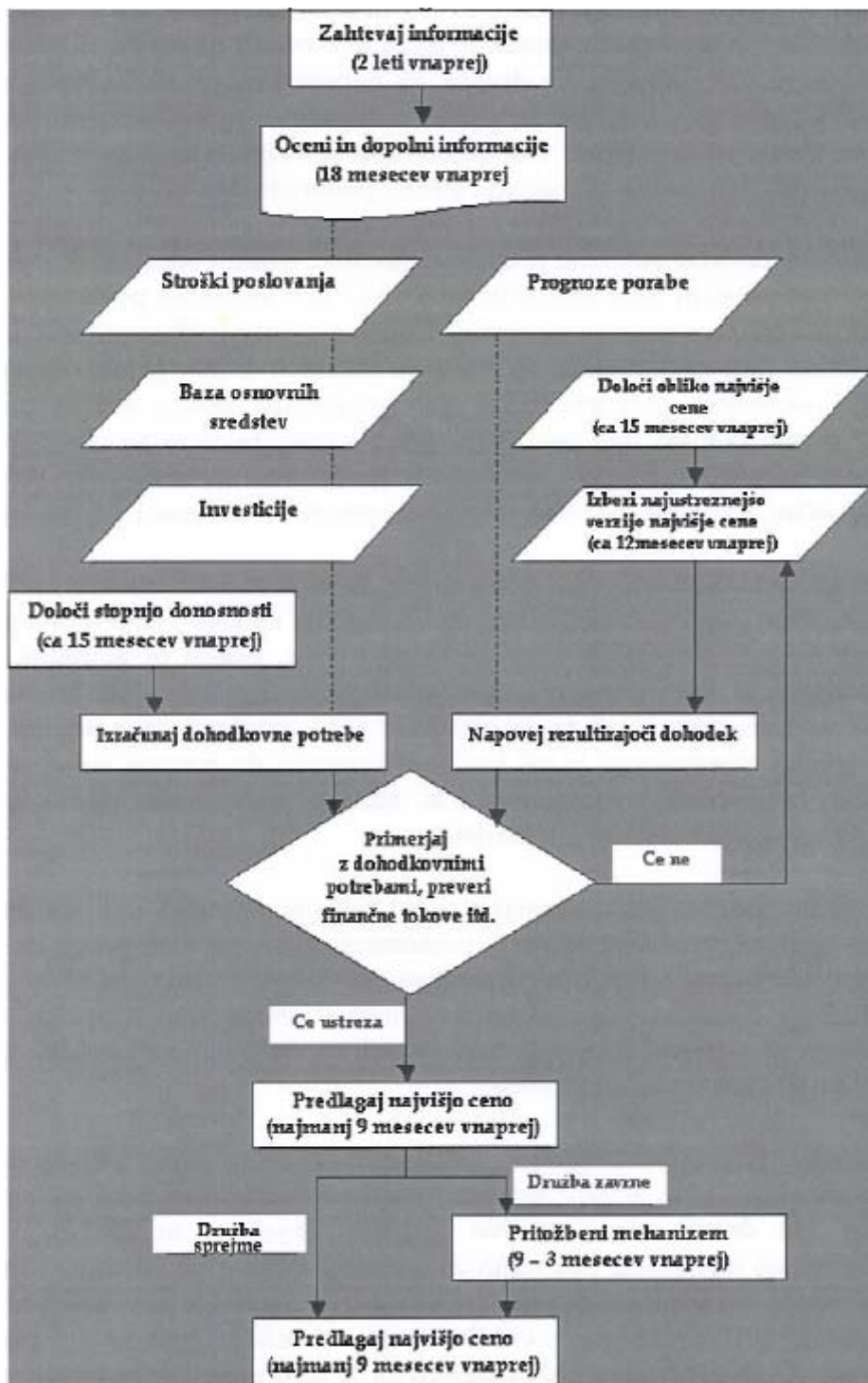
V Evropi in drugje v svetu je ekonomska regulacija sistemskih operaterjev prenosnega omrežja povezana z regulacijo cene za uporabo prenosnega omrežja. Regulacija se odraža na

dveh neločljivo povezanih področjih, in sicer na področju ugotavljanja stroškov izvajanja storitve prenosa električne energije oziroma upravičenega prihodka in na področju meril za porazdelitev celotnih stroškov med uporabniki prenosnega omrežja (določitev tarifnega sistema).

Metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja predstavljajo del ekonomske regulacije systemskega operaterja prenosnega omrežja. Metode morajo zagotavljati enakopravno obravnavo vseh uporabnikov prenosnega omrežja in ustvarjati take ekonomske signale, da bo celoten elektroenergetski sistem obratoval in se razvijal s čim nižjimi stroški. Pri tem je pomembno predvsem uravnoteženje dveh vzporednih procesov, in sicer ugotavljanja upravičenih stroškov za izvajanje storitve prenosa električne energije (na Sliki 1: prihodkovnih potreb) in napovedovanja upravičenega prihodka (na Sliki 1: rezultirajočega prihodka). To vzporednost prikazuje Slika 1, ki je povzeta po starejšem prevodu priročnika za regulatorje, ki ga je naročila Svetovna banka v Washingtonu. V dokumentu ni navedeno, na podlagi katere države je pripravljena slika, vendar je iz vsebine mogoče sklepati na veliko podobnost z regulacijo na področju prenosnega omrežja v Veliki Britaniji. Izrazi, ki so navedeni na Sliki 1, se v praksi kasneje niso uveljavili, zato so podani v obrazložitvi tudi bolj uveljavljeni izrazi.

S stališča regulatorja poteka prvi proces v naslednjem zaporedju. Regulator najprej zahteva informacije od izvajalca storitve, jih oceni in po potrebi zahteva njihove dopolnitve. Na podlagi ovrednotenih informacij, baze osnovnih sredstev (regulativne baze sredstev) in načrtovanih investicij regulator izračuna dohodkovne potrebe (upravičene stroške). Pri tem regulator določi tudi stopnjo donosnosti (najnižjo dovoljeno donosnost). Vzporedno temu poteka drugi proces, in sicer z naslednjim zaporedjem. Regulator oceni napoved porabe, na podlagi katere izvajalec obračunava svoje storitve. Regulator določi obliko najvišje cene in izbiro najustreznejše različice najvišje cene. Na podlagi napovedi porabe in opredelitve cen regulator določi rezultirajoči dohodek (upravičeni prihodek). V primeru, če rezultirajoči dohodek (upravičeni prihodek) ne pokriva dohodkovnih potreb (upravičenih stroškov), regulator izvede popravke najustreznejše različice najvišje cene tako, da doseže njuno izravnost. Regulator posreduje predlog najvišje cene izvajalcu storitve, ki ima možnost pritožbe. Po izvedbi pritožbenega postopka ali po izvajalčevi potrditvi cene regulator vsaj devet mesecev vnaprej objavi najvišjo ceno.

Slika 1: Urnik revidiranja cenovnega nadzora



Vir: Green & Pardina, Revidiranje nadzora cen za privatizirane gospodarske javne službe, 2002, str. 6.

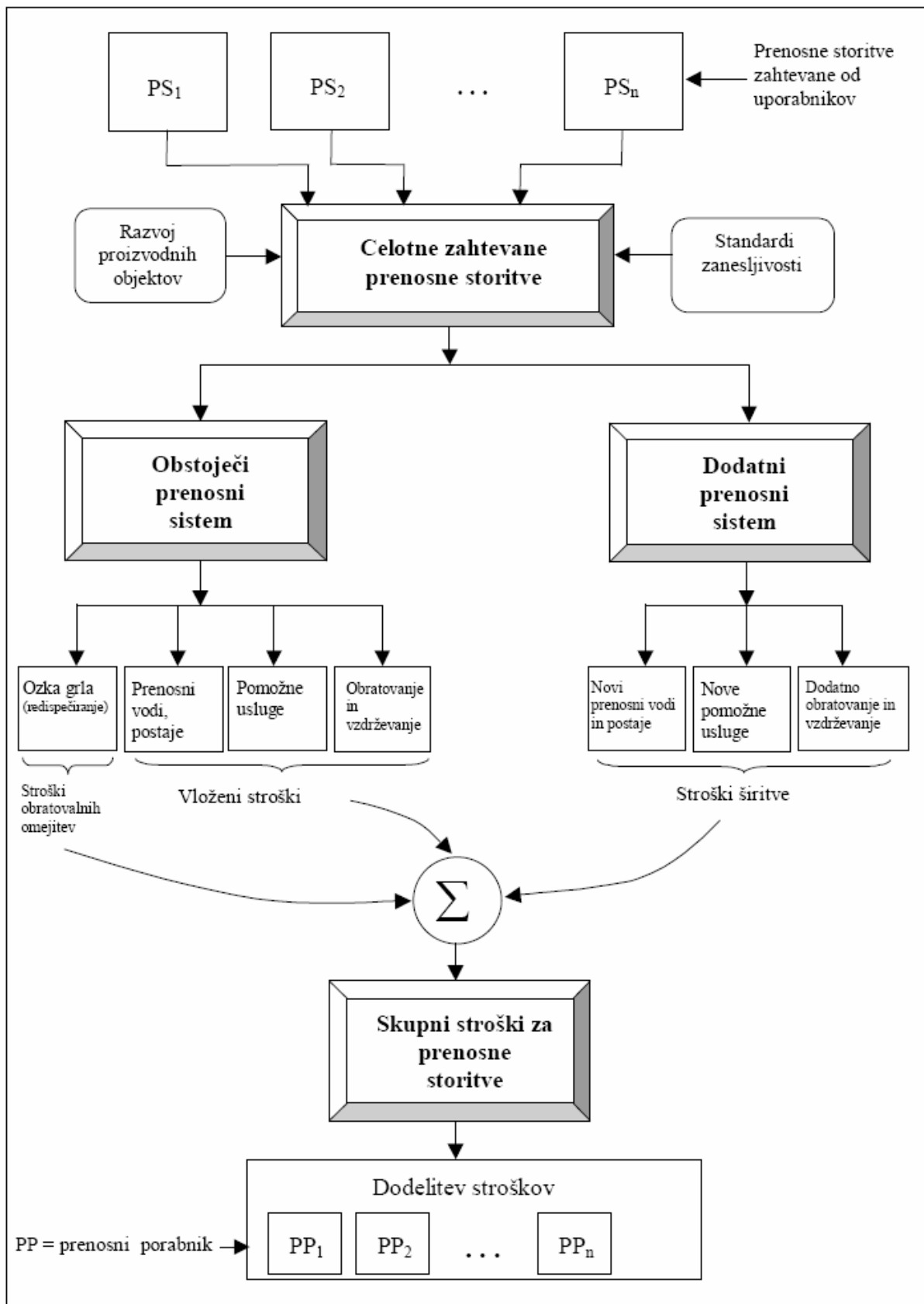
Baldwin in Cave (1999, str. 224-238) ugotavljata, da metoda cenovne kape ustvarja večje spodbude, je učinkovitejša in enostavnejša kot metoda regulacije stopnje donosnosti. Regulator običajno uporablja metodo cenovne kape, s katero želi doseči ravnovesje med stroški in prihodki za celotno regulativno obdobje treh do petih let. Regulator izračuna načrtovane upravičene stroške imenovane tudi regulativni okvir, in določi cene tako, da bodo

poravnani upravičeni stroški. Če sistemski operater doseže večjo učinkovitost, kot jo je ocenil regulator, se bo povečal njegov dobiček. Metoda cenovne kape za naslednje regulativno obdobje upošteva podatke iz predhodnega regulativnega obdobja. Regulator določi koeficient X, ki odraža učinkovitost systemskega operaterja tako, da doseže izenačitev prihodka in stroškov. Pri tem je prihodek določen s količino prenesene električne energije, ki je odvisna od gospodarske aktivnosti, in s ceno prenosa električne energije. Stroški pa so določeni s stroški delovanja in vzdrževanja (angl. *operating expenditure*, skrajšano OPEX) ter s stroški kapitala (angl. *capital expenditure*, skrajšano CAPEX), ki upoštevajo amortizacijo in upravičen donos na sredstva.

Bolj kot metodam regulacije, namenjam pozornost metodam ugotavljanja stroškov in metodam določanja cene za uporabo prenosnega omrežja. Eno od temeljnih strokovnih del s področja opredeljevanja stroškov in določanja metod alokacije stroškov prenosnih storitev predstavlja delo *Methods and Tools for Transmission Costs* (1997), ki ga je pripravila skupina tridesetih strokovnjakov iz različnih držav, ki so člani Mednarodnega sveta za velike elektroenergetske sisteme (skrajšano CIGRE). Delo je imelo velik vpliv na ureditev obračunavanja prenosnih storitev v mnogih državah. Namen dela je bil čim natančneje določiti stroške prenosnih storitev, ki jih povzroča delovanje elektroenergetskega prenosnega omrežja. Izdelane so: razvrstitev različnih vrst prenosnih storitev, razvrstitev različnih vrst stroškov, ki so povezani z dejavnostjo prenosa električne energije, in povezava med prenosnimi storitvami in stroški. Odnose med zahtevanimi prenosnimi storitvami, stroški obstoječega prenosnega sistema, stroški dodatnega prenosnega sistema in delitev stroškov med porabniki prikazuje Slika 2.

Poleg ugotavljanja stroškov razvoja, obratovanja in vzdrževanja elektroenergetskega prenosnega omrežja je pomembno tudi določanje metod razdeljevanja nastalih stroškov na uporabnike omrežja. Cilj metod razdeljevanja stroškov, katerih rezultat so tarifni sistemi, je čim boljše določiti celotne stroške, ki jih povzroči posamezen uporabnik prenosnega omrežja, in jih po izvedeni storitvi tudi obračunati.

Slika 2: Diagram poenostavljenega procesa vrednotenja stroškov prenosnih storitev



Vir: *Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 3.*

Ceno za uporabo prenosnega omrežja je mogoče določiti v treh korakih (Haubrich & Fritz, 1999, str. 26):

- določitev upravičenih stroškov prenosnega omrežja, ki naj jih pokrije cena za uporabo omrežja;
- razdelitev stroškov na elemente in alokacija na različne skupine uporabnikov, prenosnih storitev ter elemente tarif in
- porazdelitev elementov stroškov glede na vršno moč in/ali preneseno energijo.

Tudi Montero, Pérez-Arriaga in Odériz (2001, str. 50) so postopek določitve cene za uporabo omrežja razdelili v tri korake:

- določitev obsega sredstev prenosnega omrežja,
- reguliran prihodek ali stroški prenosnega omrežja in
- dodelitev stroškov prenosnega omrežja uporabnikom prenosnih storitev.

Metode alokacije prenosnih storitev med uporabniki storitev so opredeljene z naslednjimi posebnostmi (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 70-71):

- nepovratnost investicij;
- osnovna sredstva prenosnega omrežja imajo dolgo življenjsko dobo (več desetletij);
- stroški kapitala prenosnega omrežja so mnogo višji od stroškov obratovanja;
- investicije v prenosno omrežje kažejo na velike ekonomije obsega;
- graditev prenosnega omrežja je zelo dolgotrajna;
- prenosna storitev je skoraj popolna javna dobrina, ki naj bi omogočala prost dostop do omrežja, in po možnosti naj uporaba storitve enega uporabnika ne bi zmanjševala možnosti drugih uporabnikov, da trošijo to storitev.

V zvezi z zadnjo alinejo, da je prenos električne energije javna dobrina, je potrebno pojasniti, da ta ne izpolnjuje pogojev za javno dobrino v ožjem smislu. Uporabnik prenosnega omrežja zmanjšuje možnosti drugih uporabnikov, da trošijo isto storitev. Za prenos električne energije ne velja načelo netekmovalnosti v porabi, saj se uporabniki lahko ovirajo pri porabi iste storitve, kar dokazujejo zamašitve v omrežju. Z odklopom uporabnika od prenosnega omrežja je kršeno načelo neizločljivosti (Tajnikar, 1996, str. 352).

Stroški prenosa se delijo na (Dodig, 2002, str. 19-22):

- stroške priključevanja, ki se dalje delijo na:

- stroške, neposredno vezane na priključitev novega odjemalca, ter
- stroške ojačitev prenosnega omrežja zaradi priključitve novega odjemalca;
- stroške uporabe prenosnega omrežja, ki jih je mogoče določiti z naslednjimi metodami:
  - metode vložnih stroškov (angl. *embedded cost methods*) (vključujejo metodo pogodbene poti, metodo poštne znamke, metodo MW-km, metodo tokov v interkonekcijah, consko metodo, vozliščno metodo in metodo vložnih stroškov (angl. *embedded costs*) po avtorjih Kim, Yoo in Hur),
  - metode mejnih stroškov (vključujejo: metodo kratkoročnih mejnih stroškov in metodo dolgoročnih mejnih stroškov) in
  - sestavljene metode.

Skladno z zgornjo razdelitvijo obravnavam metode v nadaljnjih podpoglavjih, kar pa ni edini način razdelitve metod. Pogosta je delitev metod na transakcijske in netransakcijske. Transakcijske so tiste metode, pri katerih so stroški prenosa razdeljeni glede na posamezni prenos in posamezno prenosno storitev med proizvajalcem in prevzemnikom ter je razdalja med njima pomembna. Netransakcijske metode so tiste, pri katerih stroški prenosa niso neposredno povezani s posameznim prenosom med proizvajalcem in prevzemnikom ter razdalja med njima ni pomembna. Stroški prenosa se ne spreminjajo v odvisnosti od komercialnega posla med proizvajalcem in prevzemnikom. Te metode lahko vključujejo lokacijske signale, s katerimi se želi vplivati predvsem na lokacijo proizvajalcev. Že našteje metode lahko razdelimo na:

- transakcijske metode: metoda pogodbene poti, metoda MW-km, metoda tokov v interkonekcijah;
- netransakcijske metode: metoda poštne znamke, metoda kratkoročnih mejnih stroškov, metoda dolgoročnih mejnih stroškov, conska metoda, vozliščna metoda in metoda vložnih stroškov (angl. *embedded costs*) po avtorjih Kim, Yoo in Hur.

## 2.1 Metode vložnih stroškov

Skupina metod vložnih stroškov upošteva predvsem obstoječe omrežje ali njegov del, pri čemer nekatere metode upoštevajo stopnjo uporabe dela omrežja, druge pa poskušajo povrniti stroške po enostavnih načelih.

### **2.1.1 Metoda pogodbene poti**

Proizvajalec in prevzemnik se dogovorita za pogodbeno pot, po kateri naj bi se opravila prenosna storitev. Upoštevani so le stroški, ki nastanejo pri izvedbi prenosne storitve le na dogovorjenem delu elektroenergetskega prenosnega omrežja, in sicer kljub temu, da fizikalni tokovi v resnici potekajo tudi po vzporednih delih omrežja. Za to metodo velja (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 73, 91):

- je enostavna za uporabo;
- električni tok sledi fizikalnim zakonom in ne pogodbenim potem;
- alokacija stroškov temelji na posamezni prenosni storitvi;
- ne upošteva celotnega omrežja, temveč le pogodbeno pot;
- prenosna storitev lahko mnogo bolj obremenjuje vzporedne dele omrežja kot pogodbeno pot;
- ne upošteva prezasedenosti in širitev omrežja ter
- ne ustvarja ekonomskih spodbud za širitev omrežja.

Cena je odvisna od točke priključitve in razdalje, ni pa odvisna od smeri in vrednosti energije (Crampes & Laffont, 2005, str. 324).

### **2.1.2 Metoda poštna znamka**

Metoda je najbolj v uporabi za alokacijo stroškov prenosa zaradi svoje tehnične in administrativne enostavnosti. Metoda temelji na domnevi, da imajo vsi uporabniki prenosnih storitev enake koristi od celotnega prenosnega omrežja. Metoda je primerna za elektroenergetske sisteme, pri katerih je prenosno omrežje dobro povezano, ni problemov s prezasedenostmi in ni izjemno velikih razsežnosti (Rothwell & Gomez, 2003, str. 114 in Harris, 2006, str. 249). Pogosto se celotni stroški prenosnega omrežja sorazmerno razdelijo med vse prevzemnike. Govorimo o enotnem plačilu stroškov prenosa na kWh ne glede na razdaljo med proizvajalcem in prevzemnikom. Za to metodo velja (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 75 in Harris, 2006, str. 249):

- upošteva stroške obstoječega omrežja;
- ne prepozna stroškov omrežja zaradi posamezne storitve;



- ne upošteva prezasedenosti in širitev omrežja;
- ne ustvarja lokacijskih spodbud;
- ne ustvarja ekonomskih spodbud za širitev omrežja in
- par proizvajalec-prevzemnik, ki sta v omrežju blizu, navzkrižno financira ostale.

Cena ni odvisna od točke priključitve, razdalje, smeri in vrednosti energije (Crampes & Laffont, 2005, str. 324).

### 2.1.3 Metoda MW-km

Metoda je bila razvita z namenom čim natančnejšega določanja stroškov uporabe omrežja za posamezno prenosno storitev. Temelji na izračunih pretokov moči v prenosnem omrežju med proizvajalcem in prevzemnikom. Najbolj je uporabna pri manjšem številu prenosov, kar omogoča sorazmerno pravično porazdelitev stroškov (Pantoš, 2005, str. 25). Metoda se uporablja na dva načina: prvi, da so upoštevani tokovi in nasprotni tokovi ali drugi, da so upoštevane absolutne vrednosti tokov v vsaki veji omrežja. Za to metodo morajo biti na voljo podatki o dolžinah in lastnostih prenosnega omrežja, o vseh močeh prevzemnikov in o vseh močeh proizvajalcev. Cena uporabe prenosnega omrežja za posameznega prevzemnika je določena kot sorazmerni delež celotnega stroška, ki je odvisen od moči prevzemnika in od razdalje do proizvajalca, od katerega se prevzemnik oskrbuje. Za to metodo velja (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 77, 92):

- čeprav temelji na izračunu pretokov moči, ni zahtevna pri uporabi;
- upošteva stroške obstoječega omrežja;
- ne upošteva prezasedenosti in širitev omrežja;
- ne ustvarja ekonomskih spodbud za širitev omrežja in proizvodnje ter
- vodi k visokim stroškom prenosnih storitev pri prenosu na velike razdalje.

Elektroenergetska omrežja omogočajo prenos delovne energije, ki jo merimo s kilovatnimi urami (kWh), in jalove energije, ki jo merimo s kilovar urami (kVArh). Trenutno razmerje med delovno in jalovo močjo določa delovni faktor. Prenašanje jalove energije po elektroenergetskem omrežju ni zaželeno, saj zmanjšuje možnosti za prenašanje delovne energije. Za distribucijska omrežja je bila razvita MW+VAr-km metoda, ki je nadgradnja MW-km metode, ki nagrajuje uporabnike, ki prispevajo k izboljšanju delovnega faktorja, in

finančno kaznuje uporabnike, ki poslabšujejo delovni faktor (Li, Padhy, Wang & Kuri, 2008, str. 58).

#### **2.1.4 Metoda tokov v interkonekcijah**

Metoda temelji na vplivih prenosne storitve na spremembe pretokov med elektroenergetskimi sistemi. Metoda je primerna le za primere, ko sta proizvajalec in prevzemnik priključena na različni elektroenergetski omrežji, ki sta medsebojno povezani z interkonekcijskimi povezavami. Za to metodo velja (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 74, 92):

- potreben je pretok moči;
- alokacija stroškov temelji na posamezni storitvi;
- v splošnem prenosne storitve ne vplivajo le na tokove v interkonekcijah;
- ne upošteva prezasedenosti in širitev omrežja ter
- ne ustvarja ekonomskih spodbud za širitev omrežja.

#### **2.1.5 Conska metoda**

Conska metoda je netransakcijska metoda, ki natančneje določa stroške prenosnih storitev na različnih področjih prenosnega omrežja in za različne uporabnike teh storitev. S to metodo je mogoče izvajati lokacijske spodbude. Na območju s presežkom proizvodnje je priključevanje nove proizvodnje manj ugodno kot na območjih, na katerih je proizvodnja glede na potrošnjo prenizka. Obratno je priključevanje novih potrošnikov bolj ugodno na območjih, na katerih je presežek proizvodnje, kot na območjih s primanjkljajem proizvodnje. Cone za proizvajalce so lahko drugačne od con za potrošnike. Pri conski metodi so vsi proizvajalci v coni enako obravnavani in so vsi prevzemniki v coni enako obravnavani (Harris, 2006, str. 250). V ceno za uporabo omrežja je mogoče vključiti spodbude za razvoj sistema. Poleg določitve con glede na proizvodnjo in porabo je mogoče cone določiti tudi glede na odgovornost sistemskih operaterjev prenosnega omrežja. Cena za uporabo prenosnega omrežja je za prevzemnike vedno nad polovico celotnih stroškov, pogosto pa so celotni stroški naloženi prevzemniku. Za spodbujanje priključevanja proizvajalcev na območjih velike porabe je mogoče proizvajalcem določiti tudi negativno vrednost cene za uporabo omrežja. Ugodne učinke pri

praktični uporabi v sistemih brez pomembnih prezasedenosti je pokazala conska metoda za proizvajalce in prevzemnike (Bakič, Mohar & Tzchoppe, 2000, str. 35-36).

Cena je odvisna od vrednosti energije pri izmenjavah med conami, od točke priključitve, razdalje in smeri. Znotraj con cena ni odvisna od točke priključitve, razdalje in smeri (Crampes & Laffont, 2005, str. 324).

### **2.1.6 Vozliščna metoda**

Vozliščna metoda je netransakcijska metoda in je po vsebini nadgradnja conske metode, pri tem vsako vozlišče predstavlja svojo cono. Metoda je natančnejša in nekoliko bolj zapletena. Primerna je za elektroenergetske sisteme, pri katerih je prenosno omrežje obsežno in pri katerih so razdalje med proizvodnjo in potrošnjo velike (Rothwell & Gomez, 2003, str. 114). Učinkovito izrabo prenosnega omrežja je mogoče zagotoviti le z alokacijsko metodo, ki temelji na izračunu pretokov moči v omrežju in na zaračunavanju uporabe omrežja uporabnikom omrežja glede na njihovo lokacijo in njihov obseg uporabe (Gil, Galiana & da Silva, 2006, str. 3). Ceno za uporabo prenosnega omrežja sestavljajo kratkoročni spremenljivi stroški, kot so izgube in zasedenost omrežja, ter dolgoročni stroški za ojačitve omrežja (Bakič et al., 2000, str. 36-37). Značilnosti te metode so (Rothwell & Gomez, 2003, str. 114):

- cene v vozliščih so močno občutljive na podatke, še posebno na prenosno zmogljivost posameznih povezav;
- prezasedenost povzroča spremembe vozliščnih cen v povezavah, pri katerih ni prezasedenosti;
- energija lahko zaradi netransparentnosti teče od vozlišč z višjo ceno k vozliščem z nižjo ceno.

Crampes in Laffont (2005, str. 316) menita, da prihodek, zbran po vozliščni metodi, ne more pokriti vseh stroškov prenosa, in sicer zato, ker ima operater visoke fiksne stroške, ki jih mora alocirati s pomočjo Ramsejevih cen ali dvodelnih tarif. V zazankanem omrežju se cene v vozliščih nenehno spreminjajo skladno z obremenitvami in s proizvodnjo električne energije.

Eno od možnih nadgradenj vozliščne metode so v svojem delu predstavili avtorji Duan, Dong, Bai in Wang (2005, str. 293), ki so na podlagi izračunov pretokov delovne in jalove moči določili denarne tokove z uporabo cen v vozliščih.

Cena je odvisna od točke priključitve, smeri in vrednosti energije, ni pa odvisna od razdalje (Crampes & Laffont, 2005, str. 324).

Med vozliščne metode štejemo tudi metodo, ki je bila razvita za določanje nadomestil med evropskimi sistemskimi operaterji za čezmejne izmenjave, da bi se izognili seštevanju nadomestil (angl. *pancaking*). Pri tem so sistemski operaterji, ki so medsebojno povezani, nadomeščeni s supervozlišči. Metodo sestavljajo trije koraki: določitev stroškov vsakega sistema operaterja, ki so posledica vodoravnih pretokov, določitev alokacije stroškov tranzita, in sicer glede na dejanske pretoke moči med supervozlišči, in navezava nadomestil na notranje tarife sistemskih operaterjev (Glavitsch, Andersson, Lekane, Marien, Mees & Naef, 2004, str. 49-52).

Na podlagi vozliščne metode, s katero so ugotovili cene v vsakem vozlišču in cene prenosa med vozlišči, so avtorji Li, Yokoyama in Chen (2006, str. 1201-1208) razvili metodo ocenjevanja ekonomske vrednosti izgub prenosa. Pri tem so sledili izgubam prenosa z uporabo teorije grafov. S pomočjo občutljivostne analize so ugotavljali pretoke moči med proizvajalci in bremenimi. Metoda predstavlja dobro lokacijsko spodbudo za proizvajalce.

### **2.1.7 Metoda vloženih stroškov po avtorjih Kim, Yoo in Hur**

Glede na dobo povračila investicije v prenos stroški povračila vloženih sredstev močno presegajo stroške obratovanja. Večina metod vloženih stroškov ni posvečala dovolj pozornosti strošku zanesljivosti sistema, ki mora biti tudi vključen v ceno za uporabo prenosnega omrežja. Tako je predlagana metoda, s katero bi se v ceno za uporabo prenosnega omrežja vključil tudi strošek koristi, ki jih imajo proizvajalci, če ne izpade posamezni prenosni vod (Kim, Yoo & Hur, 2006, str. 312-315). Zmogljivost prenosnega voda je razdeljena na: osnovno, presežno in zanesljivostno zmogljivost pri načelu (n-1). Za določanje zanesljivostne zmogljivosti je uporabljena metoda določanja vpliva izpada drugega voda (angl. *line outage impact factor*). Določena mora biti tudi meja zanesljivosti prenosa, ki

predstavlja največjo razliko pretokov moči pred izpadom drugega voda in po njem. Na podlagi predhodnih izračunov je mogoče izračunati vpliv izpadov vseh prenosnih vodov na vsakega proizvajalca, zato je tudi razumljivo, da bi morali te stroške zaračunavati proizvajalcem.

## 2.2 Metode mejnih stroškov

Metode mejnih stroškov ustvarjajo ustrezne ekonomske spodbude za širitev omrežja in za obratovanje, ker je mogoče ugotoviti ekonomske učinke vsake dodatne storitve na omrežje. Za te metode velja (Methods and Tools for Transmission Costs, 1997, str. 77):

- primerne so za ugotavljanje dobiti in stroškov posamezne storitve; z njimi je mogoče ugotavljati stroške prezasedenosti;
- lahko zajamejo tudi dodatne stroške izgub;
- zagotavljajo dobre ekonomske spodbude za širitev omrežja;
- so zahtevnejše za uporabo kot metode vloženih stroškov;
- metoda kratkoročnih mejnih stroškov ne upošteva stroškov širitve omrežja, medtem ko jo upošteva metoda dolgoročnih mejnih stroškov in
- ne zagotavljajo spodbud za uporabo obstoječega prenosnega omrežja; posebej problematična je metoda kratkoročnih mejnih stroškov; tudi metoda dolgoročnih mejnih stroškov ne spodbuja obstoječega omrežja glede na stroške naslednjih investicij.

Prihodki prenosa so lahko precej nižji od finančnih potreb za pokrivanje obstoječih in prihodnjih investicij zaradi:

- modularnosti opreme prenosnega omrežja in ekonomije obsega;
- neoptimalnosti prenosnega omrežja zaradi zakasnitev planiranih zmogljivosti in
- omejitev modela dispečiranja, ki ni odvisen le od pretokov delovne moči.

V metodo dolgoročnih mejnih stroškov je Li (2007, str. 885-886) uvedel upoštevanje neizrabljene zmogljivosti obstoječega omrežja z namenom ugotavljanja potrebnih investicij za različne primere dodajanja proizvodnje in potrošnje v vsakem vozlišču omrežja. Isto metodo sta avtorja Li in Tolley (2007, str. 1683-1689) prilagodila za določanje cene za uporabo distribucijskega omrežja. Od ostalih metod iz te skupine se obe metodi razlikujeta v

tem, da ceno določata glede na prihodnje investicije za širitev omrežja. Postopek je mogoče razdeliti na naslednje korake: določanje stroškov za zagotavljanje preskrbe z električno energijo vseh obstoječih odjemalcev v pripadajočih točkah omrežja, ocenjevanje sedanje vrednosti prihodnjih investicij, izračunavanje dodatnih stroškov zaradi dodajanja proizvajalca ali potrošnika v vsaki točki omrežja in izračunavanje dolgoročnih mejnih stroškov.

Kot večina metod upošteva ta metoda stroške kapitala in stroške poslovanja. Ekwue (2008, str. 3) je pristopil k določanju dolgoročnih mejnih stroškov prenosa s pomočjo metode povprečnih prirastnih stroškov, ki temelji na neto sedanji vrednosti načrtovane investicije in na stroških obratovanja in vzdrževanja.

### **2.3 Sestavljene metode**

Do sedaj opisane metode ne zagotavljajo optimalnega razvoja celotnega sistema ob upoštevanju stroškovnega načela. Vsaka metoda ima določene prednosti in slabosti. Da bi zmanjšali slabosti prve in druge skupine metod, so se uveljavile sestavljene metode, ki temeljijo na:

- načelu »ali«, pri tem se uporabi ena metoda, z drugo metodo pa se poskuša zajeti stroške, ki jih prva ne more, ali
- načelu »in«, pri tem se z uporabo obeh vrst metod poskuša zajeti celotne stroške.

Primer sestavljene metode so predstavili avtorji Abhyankar, Soman in Khaparde (2006, str. 1350-1361). S svojo metodo so povezali metodo poštno znamke z metodo pogodbene poti tako, da so izrabili prednosti obeh metod.

### **2.4 Druge metode**

Obstaja več metod, ki jih ni mogoče šteti med že naštetih metode in so manj v uporabi, kot so na primer metoda časovne variacije in metode prostorske variacije, med katere spadajo: metoda najmanjših stroškov goriva, metoda določanja proizvajalcev, ki pokrivajo potrebe

posameznega prevzemnika (angl. *tracing-based methodology*) (Kattuman, Green & Bialek, 2004, str. 115). Natančnost metode določanja proizvajalcev, ki pokrivajo potrebe posameznega prevzemnika, sta izboljšala Su in Liaw (2007, str. 28-35) tako, da sta v izračunih upoštevala tudi prispevke jalove moči generatorjev in vodov.

Med druge metode lahko štejemo tudi metodo topološke razporeditve proizvodnje, ki je bila nadgrajena v novo metodo linijskih generatorskih distribucijskih faktorjev. To metodo je razvil Pantoš (2005) v svoji doktorski disertaciji. Metoda temelji na sledenju pretokom moči od različnih proizvajalcev do vsakega prevzemnika po vodih in v vozliščih sistema ter ugotavlja medsebojna razmerja. Metoda je učinkovitejša v primerjavi z dosedanjimi metodami, saj uspešno rešuje zapletene matematične probleme izračunavanja pretokov moči in ni časovno potratna, kot so bile potratne nekatere do sedaj uporabljane podobne metode. Njena prednost je tudi v tem, da za izračune zadoščajo podatki ožjih območij, s čimer se izogne časovno potratnemu izračunavanju velikih sistemskih matrik. Prenosne izgube so razdeljene glede na deleže prenesenih moči. Metoda spodbuja primeren razvoj omrežja in daje ustrezne signale sistemskemu operaterju prenosnega omrežja, ker ima fizikalno podlago.

Med metode, ki so bile razvite, a glede na dostopne vire še niso bile uporabljene v praksi, lahko štejemo tudi metodo, ki so jo razvili Bjørndal, Stamtsis in Erlich (2005, str. 173-179). Avtorji ocenjujejo, da metoda uspešno odpravlja navzkrižno subvencioniranje, da pa bo njena uvedba težavna zaradi zapletenosti in računske zahtevnosti. V prvem koraku so določeni pari proizvajalec-prevzemnik in stroški prenosa med pari partnerjev, če omrežje ni obremenjeno s katerikoli drugim prenosom. Pričakuje se, da bodo določeni prenosi dogovorjeni v nasprotni smeri kot drugi. Avtorji s pomočjo teorije kooperativne igre določijo najučinkovitejše koalicije udeležencev na trgu električne energije. Prihranki nastanejo z nasprotnimi tokovi med člani skupine, ki se sicer dogovarjajo o prenosih v parih. Metoda temelji na alokaciji stalnih stroškov s pomočjo teorije kooperativne igre.

Avtorji Junqueira, da Costa, Barroso, Oliveira, Thomé in Pereira (2007, str. 1532-1546) so predstavili novo metodo za alokacijo stroškov prenosne storitve med uporabniki prenosnega omrežja. Metoda temelji na optimizaciji s pomočjo Aumann-Shapley-eve teorije kooperativne igre, s katero so preverjeni učinki vseh mogočih koalicij sodelujočih. Metoda daje učinkovite lokacijske signale, kar je še posebej pomembno v elektroenergetskih sistemih z visoko rastjo porabe in zato z velikimi potrebami po novih proizvodnih enotah ter z visokimi stroški

prenosa, kot je to v Braziliji. Temeljna zamisel je preizkušanje učinkov različnih zaporedij priklopljanja proizvajalcev na prenosno omrežje tako, da so stroški prenosa čim nižji.

## 2.5 Primerjava nekaterih metod

Pri izbiri, katera metoda bo uporabljena v posameznem elektroenergetskem prenosnem omrežju, imajo pomembno vlogo transparentnost, enostavnost in učinkovitost.

Primerjava transakcijskih in netransakcijskih metod kaže, da imata obe skupini različne prednosti. Netransakcijske metode imajo največje prednosti zaradi nediskriminatornosti in spodbujanja konkurence, kar se odraža v veliki razširjenosti v Evropi. Haubrich in Fritz (1999, str. 28-29) ugotavljata naslednje prednosti netransakcijskih metod:

- mnogo lažje je zagotavljati nediskriminatornost med uporabniki prenosnega omrežja;
- so zelo enostavne pri uporabi;
- zamenjava dobavitelja energije je lažja, ker to ne vpliva na ceno za uporabo prenosnega omrežja;
- majhne potrebe po informacijah za izračun cene za uporabo prenosnega omrežja;
- transakcijske metode lahko pri nasprotnih tokovih v prenosnem omrežju povzročajo previsoka plačila prenosnih storitev, čemur se netransakcijske metode lahko izognejo;
- metode so primerne pri prodaji in nakupu električne energije sočasno med več točkami proizvodnje in prevzema.

Transakcijske metode imajo nekaj prednosti, ki nastopajo predvsem pri posamezni uporabi prenosnega sistema od točke izvora do točke ponora, in se odražajo v naslednjem (Haubrich & Fritz, 1999, str. 28-29):

- metode določajo pri kratkih razdaljah nižje cene za uporabo prenosnega omrežja kot netransakcijske, medtem ko pri velikih razdaljah določajo višje od netransakcijskih metod; zaradi tega so bolj »poštene«, saj je cena za uporabo omrežja sorazmerna z uporabo prenosnega omrežja; metode spodbujajo k boljši izkoriščenosti prenosnega omrežja;
- mogoče je uvesti dodatke za posle po območjih prezasedenosti, s čimer se zmanjšuje pritisk na prezasedenosti v omrežju;



- cene za uporabo omrežja lahko pokrivajo stroške natanko tistih delov prenosnega omrežja, preko katerih se prenos odvija.

Pantoš (2005, str. 84-92) je primerjal metodo linijskih generatorskih distribucijskih faktorjev (angl. *line generation distribution factor*), ki jo je razvil, z metodami, ki spadajo v isto skupino, in sicer z metodo posplošenih generatorskih distribucijskih faktorjev (angl. *generalized generation distribution factor*), z metodo topoloških generatorskih distribucijskih faktorjev (angl. *topological generation distribution factor*) in z metodo vozliščnih generatorskih distribucijskih faktorjev (angl. *nodal generation distribution factor*). Primerjava kaže, da ima metoda posplošenih generatorskih distribucijskih faktorjev največ omejitev in da po občutljivosti odstopa od ostalih metod. Metoda linijskih generatorskih distribucijskih faktorjev je primerljiva z metodo topoloških generatorskih distribucijskih faktorjev in obe dajeta enake rezultate za delovno moč in izgube, pri tem, da je nova metoda 120-krat hitrejša in potrebuje štirikrat manj spomina za izračun s podatki o slovenskem prenosnem omrežju. Rezultati obeh metod se razlikujejo pri jalovih močeh.

Ding in Fuller (2005, str. 875-882) sta primerjala učinke metode enotne mejne cene, metode vozliščnih mejnih cen in metode conskih mejnih cen na velikost in razdelitev ekonomskega presežka (angl. *economic surplus*). Metoda vozliščnih mejnih cen najbolje upošteva fizikalne zakone pretokov moči, metoda conskih mejnih cen znotraj con zanemara naravne zakone, medtem ko jih metoda enotne mejne cene v celoti zanemara. Teoretično ima največje prednosti metoda vozliščnih mejnih cen, saj najbolje upošteva omejitve prenosa in maksimira skupni presežek (angl. *total social surplus*), vendar pa je zaradi velikega števila vozlišč in torej tudi različnih cen nepregledna. Če sta metoda enotne mejne cene ali metoda conskih mejnih cen uporabljeni za izračun cen za poravnavo in nadomestilo, povzročenih z omejitvami priklopa ali odklopa proizvajalca ali potrošnika sta avtorja dokazala, da to:

- ne vpliva na velikost ekonomskega presežka,
- prerazdeli ekonomski presežek med proizvajalci in potrošniki v različnih vozliščih in
- daje neprimerne spodbude za rast proizvajalcev.

Olmos in Perez-Arriaga (2007, str. 1507-1522) sta primerjala tri metode obračunavanja prenosov med sistemskimi operaterji prenosnih omrežij na enotnem trgu električne energije v EU. Na ravni EU je bil sprejet dogovor, da katerikoli proizvajalec ali potrošnik v katerikoli državi EU plača ceno za uporabo prenosnega omrežja le v državi, v kateri je priključen na

prenosno omrežje. Dogovor temelji na načelu, da mora vsak sistemski operater prenosnega omrežja, ki so mu nastali stroški zaradi prenosa energije med proizvajalcem in prevzemnikom, ki sta priključena na različni prenosni omrežji, prejeti ustrezno nadomestilo. Metode obračunavanja prenosov med sistemskimi operaterji sta razvrstila v dve skupini: prva upošteva vse čezmejne pretoke in druga le tranzite. Iz prve skupine sta obravnavala metodo mejne udeležbe in metodo povprečne udeležbe, iz druge skupine metodo s tranziti in brez njih. Za metodo mejne udeležbe sta ugotovila, da je zelo primerna za obravnavo posameznih investicij v omrežje, da so z uporabo le-te dobre izkušnje ter da je delno tehnično in ekonomsko primerna, sorazmerno enostavna in skromnih potreb po podatkih. Za metodo s tranziti in brez njih sta ugotovila, da je zelo enostavna za uporabo, nezahtevna glede potreb po podatkih ter da so izkušnje uporabe le-te sorazmerno dobre. Za metodo povprečne udeležbe sta ugotovila, da je zelo primerna z vseh vidikov primerjave, kar so potrdili tudi rezultati izračunov za poenostavljen primer.

## **2.6 Načini obračunavanja prenosa električne energije**

Pomemben del regulacije predstavlja tudi način, kako celotne stroške uporabe prenosnega omrežja razdeliti med vse uporabnike omrežja. Cilj je čim bolj določiti celotne stroške, ki jih povzroči posamezen uporabnik prenosnega omrežja, in jih po izvedeni storitvi tudi obračunati. Predmet je razviden s spodnjega dela Slike 2, na katerem je navedena dodelitev stroškov prenosnim porabnikom. Na podlagi razpoložljivih podatkov o obratovanju prenosnega omrežja je treba določiti, na kakšen način razdeliti stroške med različne skupine prenosnih porabnikov. Za izvedbo obračuna je na voljo omejena količina vhodnih podatkov, in sicer mesto priključitve uporabnika prenosnega omrežja, porabljena delovna in jalova električna energija v obravnavanem obdobju ter moč uporabnika, kakor se je spreminjala skozi celotno obravnavano obdobje. Mesto priključitve uporabnika prenosnega omrežja je pomembno le v državah, v katerih so v obračun vgrajeni lokacijski signali, s katerimi se želi vplivati predvsem na nove uporabnike, da bi se priključili na prenosno omrežje tam, kjer je cena za uporabo prenosnega omrežja nižja. Obstoječim uporabnikom pa se obračuna višja cena na podlagi ugotovljenih višjih stroškov, ki jih povzročajo. Lokacijski signali so prisotni v prenosnih omrežjih z veliko neenakomernostjo v porazdelitvi proizvajalcev in porabnikov.

Običajno velja, da čim večji je uporabnik, ki je priključen na prenosno omrežje, bolj natančno so zajeti podatki o njegovem delovanju in tudi več podatkov je upoštevanih v obračunu. Pri manjših uporabnikih prenosnega omrežja pa se razdelitev na elektroenergetskem omrežju najpogosteje izvaja na podlagi dveh podatkov, in sicer na podlagi dosežene najvišje konice porabe ter na podlagi prenesene energije v določenem obdobju. Harris (2006, str. 243) je mnenja, da je idealna podlaga za obračunavanje cene za uporabo prenosnega omrežja delež moči v kilovatih (kW) v času največje porabe, kar pa vnaprej ni mogoče napovedati. S stališča posameznega uporabnika prenosnega omrežja je taka rešitev ustrezna, ker potrjuje načelo, da mora biti prenosno omrežje dimenzionirano tako, da je sposobno zagotoviti potrebe uporabnika tudi v času njegove največje moči, s tem pa so neposredno povezani stroški. S stališča prenosnega omrežja pa taka rešitev ni primerna, ker bi to privedlo do previsokega obračunavanja stroškov uporabe omrežja. Upoštevati je treba, da uporabniki nikoli vsi sočasno ne potrebujejo največjo moč, kar pomeni, da ni potrebno, da bi bilo prenosno omrežje zmogljivo tako, kot bi bila vsota vseh največjih moči uporabnikov. Zaradi navedenega so pogosti tarifni sistemi, ki ločujejo uporabnike glede na letne obratovalne ure. Čim višje letne obratovalne ure ima uporabnik prenosnega omrežja, tem bolj ga mora sistemski operater upoštevati pri dimenzioniranju omrežja in tem večje stroške povzroča v prenosnem omrežju.

### **3 ZAKONODAJA S PODROČJA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA**

#### **3.1 Veljavna evropska zakonodaja**

EU je do sedaj sprejela dva paketa zakonodaje s področja energetike, ki so jo države članice postopoma prenesle v svojo zakonodajo. S to zakonodajo so bili postavljeni temelji za oblikovanje enotnega notranjega trga električne energije. Z njo so bili urejeni postopki za postopno oblikovanje trgov električne energije znotraj držav članic, postopno odpiranje trga za vse odjemalce, načel tranzita med pogodbenimi partnerji iz različnih držav in podobno.

Direktiva 2003/54/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/ES (2003)

(angl. *Electricity directive 2003/54/EC*) določa temeljna načela delovanja trga z električno energijo. Direktiva predstavlja naslednjo razvojno stopnjo in je posledica izkušenj pri izvajanju predhodne direktive. Direktiva 2003/54/ES v uvodu ugotavlja možnosti in nakazuje namen za zagotovitev nediskriminatornih, učinkovitih in preglednih tarif za prenos in dostop do omrežja, ki mora biti na voljo za primerno ceno vsem uporabnikom sistema. Nediskriminatorni dostop do omrežja upravljavcev prenosnega omrežja je bistvenega pomena za vzpostavitev notranjega trga električne energije. Tarife prenosa morajo odražati stroške in pri tem upoštevati mejne stroške omrežja, ki se jim je mogoče izogniti s porazdeljeno proizvodnjo in z uravnavanjem povpraševanja. Upravljavec prenosnega omrežja mora skladno z 11. členom direktive zagotoviti dolgoročno sposobnost omrežja za izpolnitev razumnih potreb po prenosu električne energije. V 11. členu Direktive 2003/54/ES je določeno, da morajo upravljavci prenosnega omrežja nabaviti energijo za pokrivanje izgub v omrežju in rezervne zmogljivosti po preglednih, nediskriminatornih in tržno zasnovanih postopkih. Upravljavci prenosnega omrežja morajo določiti pogoje, pravila in tarife za pokrivanje energetskega neravnotežja nediskriminatorno z upoštevanjem stroškov. V 20. členu Direktive je določeno, da se za vse upravičene odjemalce uvede dostop tretje strani do prenosnih omrežij na podlagi tarif objektivno in brez diskriminacije. V 23. členu Direktiva določa, da mora regulator določiti tarife prenosa ali vsaj metodologije za njihov izračun tako, da so omogočene naložbe v omrežje tako, da bo zagotovljeno pozitivno poslovanje omrežja.

Uredba (ES) št. 1228/2003 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (2003) (angl. *Regulation 1228/2003*) v uvodu določa cene za čezmejni promet po načelih poštenosti, stroškovne naravnosti in preglednosti. Predpogoj za učinkovito konkurenco na notranjem trgu so nepristranske in pregledne cene za uporabo omrežja, vključno s povezovalnimi daljnovodi, imenovanimi interkonekcije. 3. člen Uredbe določa, da upravljavci prejmejo za stroške, nastale zaradi prevajanja čezmejnih pretokov električne energije, nadomestilo od upravljavcev pri katerih se pretoki začnejo, in upravljavcev, pri katerih se pretoki končajo. Višino nadomestil določa Evropska komisija. Stroški upoštevajo izgube, naložbe v novo infrastrukturo in ustrezen delež stroškov obstoječe infrastrukture, ki se uporablja za prenos čezmejnih pretokov. V 4. členu Uredbe je določeno, da so cene za dostop do omrežja pregledne, upoštevajo potrebo po varnosti omrežja in odražajo dejanske dosedanje stroške ter da se uporabljajo na nediskriminatorni način. Cene ne smejo biti odvisne od razdalje med proizvajalcem in odjemalcem. Dostop do omrežja se lahko zaračuna proizvajalcem in

odjemalcem. Omrežnina, ki jo plačajo proizvajalci, je zaradi potrebe zagotoviti ustrezne in učinkovite lokacijske signale nižja od omrežnine, ki jo plačajo odjemalci. Pri določanju cen dostopa do omrežja je treba upoštevati plačila in prejemke, ki izhajajo iz mehanizma nadomestil med upravljavci prenosnih omrežij, dejansko opravljena in prejeta plačila ter pričakovana plačila za prihodnja obdobja, ocenjena na podlagi preteklih obdobj. 6. člen Uredbe določa, da se pri reševanju težav s prezasedenostjo omrežja uporabijo netransakcijske metode, ki ne vključujejo izbire med pogodbami posameznih udeležencev na trgu. Prihodek, nastal zaradi dodeljevanja povezav, se uporabi za zagotovitev dejanske razpoložljivosti dodeljene zmogljivosti ali za naložbe v omrežje, ki vzdržujejo ali povečujejo povezovalne zmogljivosti, ali kot dobiček, ki ga regulatorji upoštevajo pri odobritvi metodologije za obračunavanje omrežnih tarif.

Sklep Evropske komisije z dne 9. novembra 2006 o spremembi Priloge k Uredbi (ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (2006) določa, da postopki razreševanja prezasedenosti lahko ustvarjajo prihodek samo pri prezasedenosti. Prihodek od prezasedenosti se lahko nameni le za namene, ki so navedeni v 6. členu Uredbe in so naštetih v zgornjem odstavku. Uporaba prihodka od prezasedenosti se dodeli zlasti posebnim, vnaprej opredeljenim projektom, ki prispevajo k razbremenitvi obstoječe povezane prezasedenosti in ki se lahko izvedejo v razumnem času.

### **3.2 Predlogi evropske zakonodaje**

Pripravljen je predlog tretjega paketa energetske zakonodaje, ki je v postopku usklajevanja in sprejemanja v Evropskem parlamentu in Svetu. Omenjeni paket bo pomembno vplival na ureditev reguliranega dela elektroenergetike. Predvideni so: krepitev in povezovanje regulatorjev iz držav članic, povezovanje sistemskih operaterjev prenosnih omrežij, povečevanje samostojnosti in neodvisnosti sistemskih operaterjev ter povezovanje borz električne energije za več držav članic (predlogi: Uredba o ustanovitvi Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev 2007/0197/COD, Direktiva o električni energiji, ki spreminja in dopolnjuje Direktivo 2003/54, in Uredba o električni energiji, ki spreminja in dopolnjuje Uredbo 1228/03).

Predlog Direktive Evropskega parlamenta in Sveta o spremembi Direktive 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo v uvodu ugotavlja, da nediskriminatorni dostop do omrežja in učinkovita raven regulativnega nadzora še nista zagotovljena v vseh državah članicah. Sprememba 9. člena Direktive 2003/54/ES upravljavcu prenosnega omrežja nalaga zagotavljanje sposobnosti omrežja za izpolnjevanje potreb po prenosu električne energije. Upravljavec prenosnega omrežja upravlja, vzdržuje in razvija varna, zanesljiva in učinkovita prenosna omrežja. Predlog Direktive predvideva, tam kjer je lastnik prenosnega omrežja vertikalno organizirano podjetje, ustanovitev neodvisnega upravljavca omrežja, ki prevzame večino obveznosti upravljavca prenosnega omrežja.

Sprememba Direktive 2003/54/ES regulatorjem določa nove cilje:

- zagotavljanje razvoja varnih, zanesljivih in učinkovitih omrežij;
- spodbujanje energetske učinkovitosti;
- spodbujanje inovacij za uresničitev povpraševanja po prenosu električne energije;
- zagotavljanje ustreznih spodbud za upravljavce omrežij, da bi lahko povečali učinkovitost omrežij in spodbujali integracijo trgov;
- preprečevanje navzkrižnega subvencioniranja med dejavnostmi prenosa, distribucije in dobave;
- preverjanje naložbenih načrtov upravljavcev prenosnih omrežij;
- spremljanje izvajanja pravil v zvezi z vlogo in odgovornostjo upravljavcev prenosnih omrežij;
- zagotavljanje, da tarife dostopa do omrežja, ki jih obračunava neodvisni upravljavec omrežja, vključujejo nadomestilo za lastnika omrežja;
- spremljanje uporabe dajatev za prezasedenost, ki jih obračunava neodvisni upravljavec omrežja.

Regulatorji določajo ali potrjujejo pogoje za priključitev in dostop do nacionalnih omrežij, in sicer skupaj s tarifami za prenos in distribucijo. Zagotovljeno mora biti pozitivno poslovanje upravljavcev omrežij. Ti morajo imeti zadostne spodbude za povečevanje učinkovitosti, spodbujanje integracije trgov in podporo raziskavam.

V tretji paket energetske zakonodaje EU uvrščamo tudi predlog Uredbe Evropskega parlamenta in Sveta o spremembi Uredbe (ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. Komisija evropskih skupnosti ocenjuje, da so

razlike v tarifnih sistemih med državami članicami prevelike. Predlog Uredbe zato nalaga Evropskemu omrežju upravljavcev prenosnega omrežja električne energije izdelavo letnega delovnega programa, ki določa načrtovana usklajevanja tarifnih struktur za prenos in pravila glede nadomestil med upravljavci prenosnega omrežja za obravnavano leto. To določilo nalaga novoustanovljenemu združenju evropskih upravljavcev prenosnega omrežja, da vsako leto določijo aktivnosti, s katerimi bodo zmanjševali razlike v tarifnih strukturah za prenos in v pravilih glede nadomestil med upravljavci prenosnega omrežja. Predlog Uredbe ne spreminja 3. člena, ki določa mehanizem nadomestil med upravljavci prenosnih omrežij, in 4. člena, ki opredeljuje načela določanja cene dostopa do omrežij. Komisija evropskih skupnosti lahko na podlagi tretjega odstavka 8. člena sprejme smernice (angl. *guidelines*) za zagotavljanje najnižje ravni usklajenosti, s katerimi določi podrobnosti o zagotavljanju podatkov o povezovalnih zmogljivostih in podrobnostih pravil glede spodbujanja naložb, vključno z lokacijskimi signali za horizontalni del prenosnega omrežja. Državam članicam je dovoljena uporaba mehanizmov, s katerimi zagotovijo, da je omrežnina za odjemalce primerljiva na njihovem celotnem ozemlju, kar pomeni, da države članice EU lahko zadržijo na svojem ozemlju za odjemalce lasten tarifni sistem, ki odraža stroške v vertikalnem delu prenosnega omrežja.

V tretji paket energetske zakonodaje EU uvrščamo tudi predlog Uredbe Evropskega parlamenta in Sveta o ustanovitvi Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev, 2007/0197 (COD), ki ne vsebuje določil s področja metod določanja cene za uporabo prenosnega omrežja.

### **3.3 Veljavna slovenska zakonodaja**

Republika Slovenija (v nadaljevanju RS), kot enakopravna članica Evropske unije, usklajuje lastno zakonodajo z zakonodajo, sprejeto v Evropskem parlamentu in Svetu. V določenih obdobjih smo v Sloveniji celo pretirano prenašali evropske energetske smernice v svoj pravni red, kar je na primer privedlo do delitve dejavnosti gospodarske javne službe sistemski operater prenosnega omrežja na dve gospodarski javni službi, ki sta bili kasneje ponovno združeni. Slovenska zakonodaja sedaj vključuje vsa določila prvega in drugega energetskega paketa Evropske unije. Osnovne usmeritve in osnovna načela na področju energetike v RS

določa Energetski zakon. Sedaj je v veljavi uradno prečiščeno besedilo z oznako EZ-UPB2 (Uradni list RS, št. 27/07 ), ki je bilo spremenjeno in dopolnjeno poleti 2008 z oznako EZ-C (Uradni list RS, št. 70/08) (skrajšano za oba EZ).

EZ ne določa cene za uporabo elektroenergetskega omrežja, metodologij določanja cene, meril za določitev upravičenih stroškov, temveč določa le osnovna načela. EZ v 4. členu, v katerem so opredeljeni v zakonu uporabljeni pojmi, določa, da cena za uporabo omrežja plača odjemalec električne energije in je sestavljena iz:

- omrežnine in
- dodatkov k omrežnini.

Isti člen določa, da je omrežnina del cene za uporabo omrežij, ki je namenjen plačevanju:

- izvajanja dejavnosti gospodarske javne službe sistemski operater prenosnega omrežja,
- izvajanja dejavnosti gospodarske javne službe sistemski operater distribucijskega omrežja in
- stroškov sistemskih storitev.

V istem členu so opredeljeni tudi dodatki k omrežnini, ki so namenjeni pokrivanju stroškov:

- delovanja Agencije za energijo,
- dobaviteljev zaradi neustavljive dobave električne energije in
- delovanja organizatorja trga, razen stroškov za izvajanje dejavnosti Centra za podpore.

EZ v 27. in 87. členu določa, da Agencija za energijo s soglasjem Vlade RS določa metodologije za določitev omrežnine, meril za ugotavljanje upravičenih stroškov in obračunavanja omrežnine. EZ v 46. členu nalaga izvajalcem gospodarskih javnih služb izvajati dejavnosti med drugim po razumni ceni. EZ v 87. členu nalaga Agenciji za energijo, da določa omrežnino, upravičene stroške in druge elemente omrežnine za elektroenergetska omrežja ter da presoja upravičenost stroškov izvajanja sistemskih storitev. Pri tem EZ določa, da mora biti omrežnina določena ločeno za:

- prenosno omrežje,
- distribucijsko omrežje,
- povezovalne vode in
- posamezne sistemske storitve.



Agencija za energijo je sprejela Pravilnik o določitvi cen za uporabo elektroenergetskih omrežij in kriterijih za upravičenost stroškov (Uradni list RS, št. 134/03), ki je prvi določal najpomembnejša načela za določanje cene za uporabo elektroenergetskih omrežij, njene tarifne postavke, način obračunavanja in plačevanja ter merila in metodologijo določanja upravičenosti stroškov izvajalcev gospodarskih javnih služb. Pravilniku je sledil Akt o določitvi metodologije obračunavanja omrežnine in metodologije določanja omrežnine za elektroenergetska omrežja (Uradni list RS, št. 84/04), ki je določil najpomembnejša načela za določanje cene za uporabo elektroenergetskih omrežij za prvo regulativno obdobje od 1. januarja 2003 do 31. decembra 2005. Nato je sledil Akt o določitvi metodologije obračunavanja omrežnine in metodologije določanja omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja (Uradni list RS, št. 121/2005, 30. december 2005), ki je določil najpomembnejša načela za določanje cene za uporabo elektroenergetskih omrežij za drugo regulativno obdobje od 1. januarja 2006 do 31. decembra 2008. Ob izteku drugega regulativnega obdobja je bil imenovani akt spremenjen in dopolnjen 31. decembra 2008 tako, da je bila podaljšana njegova uporaba do sprejema akta za tretje regulativno obdobje. Določeno je bilo, da se povišajo tarifne postavke sistemskih storitev in izravnane prihodka iz omrežnine, tarifne postavke omrežnine v letu 2009 pa se izračunajo na podlagi tarifnih postavk z dne 31. decembra 2008.

Veljavni akt iz leta 2005 v 3. členu opredeljuje pojme:

- netransakcijsko metodo,
- povprečni strošek priključevanja in
- zamejeno ceno.

Netransakcijska metoda je določena kot metoda določanja tarifnih postavk omrežnine, pri kateri so le-te neodvisne od transakcij. Zamejena cena upošteva letni vpliv rasti cen in zahtevano povečanje učinkovitosti na letni ravni. 8. člen določa, da Agencija za energijo uporablja netransakcijsko metodo poštna znamke. To pomeni, da so tarifne postavke in povprečni stroški priključevanja za obračunavanje omrežnine enotni v okviru posamezne odjemne skupine na celotnem ozemlju Slovenije. Metoda poštna znamke velja za vse napetostne nivoje in za vse končne odjemalce iste odjemne skupine. Tarifne postavke za omrežnino so določene v 9. členu »za:

- omrežnino za prenosno omrežje,

- omrežnino za distribucijsko omrežje,
- omrežnino za sistemske storitve,
- omrežnino za posebno sistemske storitev,
- omrežnino za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov in
- povprečni strošek priključevanja.«

Pri določitvi tarifne postavke za prenosno omrežje se upoštevajo razmerja glede na sezone in dnevni tarifni čas. Omrežnina za prenosno omrežje je namenjena pokrivanju stroškov TSO-ja za razvoj, vodenje, obratovanje, vzdrževanje prenosnega omrežja in pokrivanju izgub v tem omrežju. Omrežnina za sistemske storitve pokriva »naslednje storitve:

- sekundarna regulacija frekvence in moči,
- minutna rezerva za terciarno regulacijo,
- regulacija napetosti in
- zagon agregatov brez zunanjega napajanja.«

Omrežnina za posebne sistemske storitve se obračunava za čezmerno prevzeto jalovo energijo. TSO obračunava omrežnino uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti. TSO s to omrežnino pokriva tudi stroške poravnalnega sklada TSO-ja v EU. Povprečni strošek priključevanja je namenjen financiranju širitev omrežja.

Sistemske operater prenosnega omrežja pridobiva sredstva tudi z dodeljevanjem čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi Pravilnika o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti (Uradni list RS, št. 107/2008, 14. november 2008). Sistemski operater na podlagi razmer v omrežju določi vrednosti razpoložljivih prenosnih zmogljivosti na meji z drugim sistemskim operaterjem. Ta zmogljivost je vedno nižja od celotne prenosne zmogljivosti zaradi zagotavljanja zanesljivega delovanja elektroenergetskega sistema. Razpoložljivo prenosno zmogljivost si običajno razdelita sosednja sistemska operaterja v enakih deležih. Svoj del razpoložljive prenosne zmogljivosti sistemski operater dodeljuje z letnimi, večmesečnimi, mesečnimi in dnevnimi avkcijami. Imetnik pravice plača del omrežnine za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov za neizkoriščeno dodeljeno čezmejno prenosno zmogljivost, ki ni bila dodeljena na avkciji in je sedaj 0,50 €/MWh.

Sistemski operater obračuna omrežnino na podlagi obračunske moči, izmerjene prevzete električne energije in čezmerno prevzete jalove energije. Pri tem upošteva uvrstitev končnega odjemalca v odjemno skupino, in sicer glede na napetostni nivo, način priključitve in vrsto odjema.

### **3.4 Predlogi slovenske zakonodaje**

Agencija za energijo je v letu 2008 pripravila in objavila na svoji spletni strani osnutek Akta o metodologiji določanja omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja in metodologiji obračunavanja omrežnine, ki naj bi veljal za tretje regulativno obdobje od 1. januarja 2009 do 31. decembra 2011. V oktobru 2008 je bila zaključena javna razprava o osnutku novega akta. Predloge za dopolnitve in spremembe akta je podalo osem podjetij. Pri pregledu akta ugotavljam, da je ta sicer urejen drugače, da pa so temeljna načela podobna veljavnemu aktu.

Osnutek Akta v 3. členu opredeljuje:

- netransakcijsko metodo,
- omrežnino za priključevanje (povprečni strošek priključevanja),
- izravnane upravičene stroške, ki so enaki prihodkom iz omrežnine (tisti del načrtovanih upravičenih stroškov, ki se pokriva iz omrežnine in za katerega je izvedena izravnava zaradi preprečevanja skokovitega spreminjanja omrežnine),
- presežne namenske prihodke (ugotovljeni presežek zaračunanih zneskov omrežnine in drugih prihodkov systemskega operaterja v posameznem letu regulativnega obdobja nad zneskom dejanskih upravičenih stroškov tega leta) in
- upravičene stroške (celotni upravičeni stroški, vključno z upravičenimi odhodki systemskega operaterja, so določeni vnaprej (ex ante) za celotno regulativno obdobje (načrtovani upravičeni stroški regulativnega obdobja) ali za posamezno leto v regulativnem obdobju (načrtovani letni upravičeni stroški) oziroma ugotovljeni za nazaj (ex post) za posamezno leto v regulativnem obdobju (dejanski letni upravičeni stroški).

Pomen pojma netrancijska metoda je ostal enak kot v predhodnem aktu, metoda je določena kot metoda določanja tarifnih postavk omrežnine, pri kateri so tarifne postavke za omrežnino neodvisne od transakcij. Osnutek Akta uvaja pojem omrežnina priključevanja, ki je enak pojmu povprečni strošek priključevanja v predhodnem aktu in je določen kot enkratni znesek, plačan za priključitev na omrežje ali za povečanje priključne moči. Pojma zamejena cena osnutek akta ne opredeljuje. Izravnani upravičeni stroški so določeni kot tisti del načrtovanih stroškov, ki se pokriva iz prihodkov iz omrežnine, in je izvedena izravnava. Presežni namenski prihodki so ugotovljeni presežek zaračunanih zneskov omrežnine in drugih prihodkov v posameznem letu nad zneskom dejanskih upravičenih stroškov tega leta in so namenjeni kritju dejanskih upravičenih stroškov v naslednjem letu ali regulativnem obdobju.

4. člen osnutka Akta opredeljuje cilj izvajati ekonomsko reguliranje tako, da spodbuja stroškovno učinkovitost izvajalcev: ločeno za prenosno in distribucijsko omrežje, ločeno za posamezno sistemsko storitev in ločeno za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov. V 6. členu osnutka Akta se Agencija za energijo zavezuje, da bo tarifne postavke določala pregledno in nediskriminacijsko z netrancijsko metodo enotno za celotno območje Slovenije.

9. člen osnutka Akta določa, da »upravičene stroške sestavljajo:

- nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja,
- nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja,
- stroški izgub električne energije v omrežju,
- amortizacija,
- stroški sistemskih storitev systemskega operaterja prenosnega omrežja,
- upravičen donos na sredstva.«

Osnutek Akta v 74. členu določa, da je omrežnina za prenosno omrežje namenjena za vodenje, obratovanje in vzdrževanje prenosnega omrežja, razvoj prenosnega omrežja, merjenje električne energije ter pokrivanje izgub v prenosnem omrežju. Osnutek Akta v 75. členu določa, da so v omrežnini za distribucijsko omrežje upoštevani tudi stroški za distribucijsko omrežje na visokonapetostnem nivoju. Osnutek Akta v 76. členu določa, da se iz omrežnine za sistemske storitve pokriva sekundarna regulacija frekvence in moči, minutna rezerva za terciarno regulacijo, regulacija napetosti ter zagon agregatov brez zunanje napajanja.

Omrežnina za posebne sistemske storitve se obračunava za čezmerno prevzeto jalovo energijo. TSO obračunava omrežnino za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti. TSO s to omrežnino pokriva tudi stroške poravnalnega sklada TSO-jev v EU. Omrežnina priključevanja ali povprečni strošek priključevanja je namenjen financiranju širitev omrežja ali povečanju priključne moči. Vsa naštetá določila so enaka določilom v predhodnem aktu.

99. člen določa, da Agencija za energijo uporablja netransakcijsko metodo poštné znamke, torej enako kot predhodni akt. To pomeni, da so tarifne postavke obračunavanja omrežnine enotne v okviru posamezne odjemne skupine na celotnem ozemlju Slovenije. Metoda poštné znamke velja za vse napetostne nivoje in za vse končne odjemalce iste odjemne skupine. Za razdelitev stroškov po napetostnih nivojih Agencija za energijo uporablja bruto pristop za obračun omrežnine za prenosno in distribucijsko omrežje. Bruto pristop pomeni, da se stroški na porabnike posameznega napetostnega nivoja delijo v sorazmerju s porabo tega nivoja glede na celotno porabo na nižjih nivojih. Bruto metoda je neodvisna od proizvodnje po napetostnih nivojih in je enostavna (Mohar & Bakič, 1999, str. 28). Primerna je za elektroenergetska omrežja, ki nimajo proizvodnje na nižjih napetostnih nivojih, torej tudi za Slovenijo. Tarifne postavke za omrežnino so določene v 100. členu »za:

- omrežnino za prenosno omrežje,
- omrežnino za distribucijsko omrežje,
- omrežnino za sistemske storitve,
- omrežnino za posebno sistemsko storitev,
- omrežnino za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov in
- omrežnino za priključevanje«, kar je vsebinsko enako določitvi predhodnega akta.

Sistemski operater obračuna omrežnino na podlagi obračunske moči, izmerjene prevzete električne energije in čezmerno prevzete jalove energije. Pri tem upošteva uvrstitev končnega odjemalca v odjemno skupino, in sicer glede na napetostni nivo, način priključitve in vrsto odjema. Pri določitvi tarifne postavke prenosnega omrežja se upoštevajo razmerja glede na sezone in dnevni tarifni čas.

#### **4 METODE DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA V IZBRANIH DRŽAVAH**

Pomembno vlogo pri razvoju metod določanja cene za uporabo prenosnega omrežja, obračunavanje prenosa in tranzita med državami v Evropi je imel Evropski forum regulacije trga električne energije v Firencah. Z delom je začel v začetku leta 1998. Srečanja so potekala običajno dvakrat letno. Med cilji je bila tudi harmonizacija tarifnih sistemov in lokacijskih signalov držav članic (Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum, 2002, str. 2-3). Lokacijski signali temeljijo na določanju obračunavanja stroškov prezasedenosti, dodatne signale pa ustvarja obračunavanje stroškov izvoznikom, torej proizvajalcem (nadomestilo G), in stroškov uvoznikom torej, potrošnikom (nadomestilo L). Pomembno vlogo pri usklajevanju metod določanja cene za uporabo prenosnega omrežja ima tudi ETSO, ki v zvezi s tem pripravlja tudi letna poročila. V nadaljevanju obravnavam poročilo ETSO *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007* (2008).

Praksa v nekaterih državah kaže, da je primerno pri vpeljevanju modelov za določanje cen za uporabo prenosnega omrežja uporabiti enostavnejši model, ki temelji na povprečnih stroških, in šele na podlagi pridobljenih izkušenj vpeljati metode mejnih stroškov. Ker se prenosno omrežje dimenzionira glede na moč, se pogosteje obračunavajo stroški prenosnega omrežja na priključno moč (Mohar & Bakič, 1999, str. 36-37), pri velikih porabnikih lahko tudi na konično moč.

Ureditev evropskega trga električne energije in prenosnega omrežja je najbližja conski metodi, pri čemer je vsaka država svoja cona (Bakič et al., 2000, str. 37). Za določanje cene znotraj evropskih držav prevladuje metoda poštne znamke, consko metodo imajo le Velika Britanija, Švedska, Grčija, Irska in Romunija, pri čemer je število con običajno majhno.

Po pregledu različnih evropskih držav, ZDA in Avstralije se pokaže, da so izhodišča za določanje cene za uporabo prenosnega omrežja močno različna in da ni na voljo dovolj primerljivih podatkov. V magistrskem delu podrobneje obravnavam šest evropskih držav: Avstrijo, Češko, Veliko Britanijo, Nizozemsko, Slovenijo in Švedsko. Veliko Britanijo izberem zaradi dolgoletnih izkušenj in razvitosti trga električne energije. Švedsko izberem zaradi povezanosti s sosednjimi državami in tudi zaradi razvitosti trga električne energije.

Državi sta zanimivi, ker uporabljata consko metodo. Ostale države so primerljive s Slovenijo. Poleg navedenega imajo našete države tudi dostopno literaturo in vire.

#### 4.1 Avstrija

Osnovna načela za določanje cene za uporabo elektroenergetskega omrežja so določena v 25. členu Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (2006). Določeno je, da morajo biti vsi uporabniki enakopravno obravnavani, torej da naj bo vsem za enako storitev omrežja zaračunan enak znesek, in sicer ne glede na lokacijo priključitve na omrežje, kar pomeni, da mora biti metoda netransakcijska in da mora biti cena fiksna. Avstrijski regulator E-Control GmbH je podrobneje določil merila obračunavanja uporabe prenosnega omrežja z Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (2006). Operater obračuna priključnino ob prvem priklopu uporabnika, pri čemer mora njena višina odražati le neposredne stroške, ki so s tem nastali operaterju. Celotno elektroenergetsko omrežje je razdeljeno na sedem nivojev. Prvi nivo predstavlja omrežje 380 in 220 kV, za katerega je zadolžen Verbund Austrian Power Grid. Operater omrežja mora sorazmerni del prihodka dodeliti lastniku omrežja. Izgube se obračunajo glede na porabljeno električno energijo. Del sistemskih storitev za sekundarno regulacijo se zaračuna proizvajalcem, katerih moč je večja od 1 MW.

Prvi avstrijski sistem vrednotenja stroškov je bil objavljen leta 1999 in je spadal v skupino netransakcijskih metod poštna znamke. Stroški za uporabo sistema in izgube so bili naloženi uporabnikom, sistemske storitve pa so bile naložene proizvajalcem (Mohar & Bakič, 1999, str. 39).

Iz brošure Austrian Power Grid (2006, str. 6-7) je razvidno, da je v veljavi netransakcijska metoda poštna znamke, ki jo je z dekretom določil avstrijski regulator E-Control GmbH. Operater obračuna preneseno električno energijo na podlagi meril:

- neto 0,2089 €cent/kWh,
- neto 752,88 €cent/kW (upoštevana je povprečna vrednost po treh najvišjih konicah v 1. in skupaj 2. in 3. ter 4. četrletju) in
- 0,0827 €cent/kWh za izgube.

Uporabniki priključeni na omrežje 380 in 220 kV napetosti plačajo dodatno še 0,1068 €cent/kWh. Vsi proizvajalci, katerih moč je večja od 1 MW, plačajo za izravnavo bremen v sekundarni regulaciji, ki je del sistemskih storitev, sistemskemu operaterju 0,0639 €cent/kWh. Brošura je sicer dostopna tudi na spletni strani, na kateri pa so objavljeni tudi podatki o cenah, ki pa niso v skladu z objavljenimi v brošuri. Predvidevam, da so podatki objavljeni na spletni strani Tariffs (Verbund Austrian Power Grid, 2009) novejši in zato tudi veljavni. Cene so razvidne iz Tabele 1:

*Tabela 1: Cene za uporabo prenosnega omrežja Avstrije v letu 2009*

Sestavina	Cena
bruto tarifa (angl. <i>gross tariff</i> )	0,1144 €cent/kWh
neto tarifa (angl. <i>net tariff (net work or net output)</i> )	0,1485 €cent/kWh ali 531 €cent/kW
izgube	0,1469 €cent/kWh
sistemske storitve	0,1100 €cent/kWh
potreba po jalovi moči	1,8 €cent/kVArh

*Vir: Tariffs, Verbund Austrian Power Grid, 2009, najdeno 24. marca 2009 na spletnem naslovu*

*[http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xml/197\\_2178.htm?lev=5](http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xml/197_2178.htm?lev=5)*

Stroški so razdeljeni na 40 % po bruto metodi in 60 % po neto metodi. Bruto metoda je enostavnejša in z njo se strošek za določen nivo izračuna tako, da se strošek tega nivoja razdeli sorazmerno glede na celotno oddano energijo v vseh nivojih. Neto metoda je bolj zapletena in z njo se strošek za določen napetostni nivo izračuna tako, da se strošek tega nivoja razdeli sorazmerno glede na energijo, preneseno na drug nivo. Bruto tarifa prenosnega omrežja v višini 40 % se v celoti prenese preko vseh operaterjev omrežij na nižjih nivojih do potrošnikov in proizvajalcev. Tarifa se zaračunava po naslednjih načelih: 23,5 % stroškov prenosnega omrežja se zaračuna neposredno končnim potrošnikom glede na porabljeno energijo v kWh, 16,5 % prenosnega omrežja se zaračuna neposredno proizvajalcem glede na njihovo proizvedeno energijo v kWh. Preostalih 60 % stroškov prenosnega omrežja bo razdeljena po neto metodi po nivojih: od tega 24,5 % na podlagi moči v kW, 24,5 % na podlagi energije v kWh in 11 % za izgube obračunane na podlagi energije v kWh.

## 4.2 Češka

Na Češkem poteka drugo regulativno obdobje od začetka leta 2005 do konca leta 2009. Regulator izvaja regulacijo cenovne kape RPI-X. Cene za uporabo prenosnega omrežja določa Urad za regulacijo energije (angl. *Energy Regulatory Office*), določa jih vnaprej in so



fiksne. Celotna cena je sestavljena iz dela cene priključne moči in dela cene za uporabo omrežja. Del za priključno moč je določen s povprečjem treh največjih urnih odjemov, doseženih v treh zaporednih obdobjih od novembra do februarja. Štiri distribucijska podjetja plačujejo glede na priključno moč določen znesek, kot je razvidno iz Tabele 2.

*Tabela 2: Cene priključne moči pri čeških distribucijskih podjetjih*

<b>Distribucijsko podjetje</b>	<b>Cena v CKZ .000/mesec</b>	<b>Cena v € .000/mesec (1€= 26,593 CZK)</b>
E.ON Distribuce, a.s.	93.662	3.522
PREdistribuce, a.s.	27.017	1.016
ČEZ Distribuce, a. s.	189.298	7.118
ACTHERM, spol. s r.o.	103	3,87

*Vir: The Energy Regulatory Office's Price Decision No. 9/2008 of 21 November 2008 Laying down the prices of electricity and related services, 2008, str. 3.*

Drugi del je opredeljen s predvideno prevzeto energijo iz prenosnega omrežja, s predvidenimi izgubami v prenosnem omrežju in s ceno energije za pokrivanje izgub ter z variabilnimi stroški systemskega operaterja prenosnega omrežja (Report on the approach to setting the key parameters of the regulatory formula and prices for the second regulatory period in the electricity industry, 2008). Ceno je določil Urad za regulacijo energije, in sicer 46,78 CZK/MWh ali 1,759 €/MWh, plačujejo pa jo tako končni potrošniki kot tudi proizvajalci (The Energy Regulatory Office's Price Decision No. 9/2008 of 21 November 2008 Laying down the prices of electricity and related services, 2008, str. 3).

### **4.3 Velika Britanija**

Velika Britanija ima najdlje vzpostavljen trg električne energije, prešla je že več razvojnih stopenj in ima tudi največ izkušenj z delovanjem TSO-jev. Za prenos električne energije teče že četrto regulativno obdobje od 2007 do 2012. V Veliki Britaniji delujejo trije TSO-ji, pri čemer ima ključno vlogo National Grid Electricity Transmission plc, manj pomembno vlogo pa imata Scottish Power Transmission Ltd and Scottish Hydro-Electric Transmission Ltd. Celoten sistem določanja cene za uporabo prenosnega omrežja je določen s tremi dokumenti, ki jih je pripravil in uskladi National Grid Electricity Transmission plc, nato pa jih je potrdil regulator OFGEM in so v veljavi od 1. aprila 2009 dalje:

- The Statement of the Connection Charging Methodology (2009),
- The Statement of the Use of System Charging Methodology (2009),
- The Statement of Use of System Charges (2009).

Dokument The Statement of the Connection Charging Methodology (2009) določa način izračuna višine in način obračunavanja cene priključevanja na prenosno omrežje. Celoten znesek letno plačuje vsak uporabnik prenosnega omrežja za tisti del omrežja, ki ga uporablja samo on. Določen je postopek določitve osnovne letne priključnine (angl. *annual connection charge for an asset*), ki je sestavljen iz nekapitalskega dela in kapitalskega dela, za katerega je pomembno, ali je osnovno sredstvo obratovalo pred 30. marcem 1990 ali po tem datumu. Za sredstva, ki so obratovala pred navedenim datumom, izračunajo kapitalski del z upoštevanjem življenjske dobe sredstva 40 let z enakomerno časovno metodo amortizacije (angl. *with straight line depreciation*) in z donosnostjo, ki je 6-odstotna (angl. *rate of return*). Za sredstva, ki so obratovala po navedenem datumu, izračunajo kapitalski del na podlagi vrednosti osnovnega sredstva ob začetku obratovanja, neto vrednosti osnovnega sredstva, pri čemer upoštevajo življenjsko dobo 40 let in stopnjo rasti drobnoprodajnih cen (angl. *RPI indexation*). Nekapitalski del je sestavljen iz dela za vzdrževanje tega osnovnega sredstva (v poslovnem letu 2009/2010 je ta določen kot 0,42-odstotna vrednost osnovnega sredstva ob začetku obratovanja) in iz dela za obratovanje, ki upošteva stroške, ki so bili za te aktivnosti ugotovljeni v prejšnjem regulativnem obdobju (v poslovnem letu 2009/2010 je ta določen kot 1,45 % vrednosti osnovnega sredstva ob začetku obratovanja). Če se uporabnik prenosnega omrežja trajno odklopi, mu sistemski operater zaračuna stroške odklopa.

Dokument The Statement of the Use of System Charging Methodology (2009) določa metodo izračunavanja cene za uporabo prenosnega omrežja. Razdelitev prenosnega omrežja na dele, ki so namenjeni le posameznim uporabnikom, in na skupno omrežje je »plitva« (angl. *shallow*), kar pomeni, da uporabnik za priključitev plača le neposredne stroške priključitve in neposredno ne plača stroškov, ki nastanejo na skupnem omrežju zaradi njegove priključitve (Joskow, Killian, E. & Killian, J., 2005, str. 48). Na podlagi podatkov o predvidenih stroških za razvoj omrežja in posvetovanj z uporabniki prenosnega omrežja je bilo določeno, da bodo proizvajalci pokrivali 27 % in potrošniki 73 % celotnih stroškov. Za določanje stroškov dodatnih investicij v različnih točkah prenosnega omrežja so upoštevane razmere v času konice porabe. Cena za uporabo skupnega prenosnega omrežja je sestavljena iz dveh delov, in sicer iz:

- lokacijsko odvisnega dela, določenega s pomočjo modela enosmernih pretokov moči, ki odražajo stroške kapitala, in stroškov obratovanja in vzdrževanja;
- lokacijsko neodvisnega dela, ki pokriva preostale stroške systemskega operaterja prenosnega omrežja.

Z modelom enosmernih pretokov moči izračunavajo mejne stroške investicij v prenosno omrežje zaradi povečanja proizvodnje ali potrošnje v vsakem vozlišču prenosnega omrežja pri konični obremenitvi omrežja glede na izbrano referenčno vozlišče. Z dodajanjem 1 MW proizvodnje v vsakem vozlišču in z odvzemanjem enake moči v referenčnem vozlišču izračunavajo potrebe po dodatnem prenosnem omrežju v kilometrih, pri čemer upoštevajo razlike v stroških različnih napetosti in izvedb. Ceno za uporabo omrežja v GBP/kW za vsako vozlišče izračunajo na podlagi opisanega modela z upoštevanjem konstante rasti omrežja in lokacijskega varnostnega faktorja. Konstanta rasti omrežja v GBP/MWkm predstavlja letni kapitalski vložek v prenosno omrežje za prenos 1 MW po 1 km omrežja, pri čemer se upošteva napetost, izvedba in 50-letno življenjsko dobo osnovnega sredstva. Lokacijski varnostni faktor določijo na podlagi izračunov pretokov moči ob izpadih enojnih in dvojnih povezav. Vozlišča, ki so blizu in imajo podobne mejne stroške (dovoljeno je odstopanje do +/- 1 GBP/kW), so opredeljena kot ena cona. Glede na navedene vrednosti je bilo določeno, da se prenosno omrežje razdeli na 21 proizvodnih in 14 potrošniških con, kar predstavlja podlago za lokacijske spodbude uporabnikom prenosnega omrežja. Glede na opis lahko metodo uvrstimo v skupino netransakcijskih metod mejnih stroškov.

Lokacijsko neodvisni del upošteva RPI-X metodo nadzora cene za določeno leto in izravnalni faktor glede na predhodno leto ter stroške infrastrukture v postajah.

V Veliki Britaniji je mogoče skleniti več vrst pogodb za priključitev na prenosno omrežje, zato so tudi načini obračunavanja različni, in sicer tako za potrošnike kot za proizvajalce. Zgoraj opisan poenostavljen postopek je prilagojen vsaki vrsti uporabnika prenosnega sistema, kar je razvidno iz Priloge 1.

National Grid posebej obračunava storitev izravnave, ki obsega izravnavo energije v sistemu in zagotavlja kakovost ter varnost preskrbe z energijo in ni predmet obravnave tega dela.

Dokument *The Statement of Use of System Charges* (2009) prikazuje cene za uporabo prenosnega omrežja za poslovno leto 2009/2010, ki so izračunane po metodah, ki so opisane v dokumentu *The Statement of the Connection Charging Methodology in The Statement of the Use of System Charging Methodology* (2009).

Green (2007, str. 125-128, 147) je v svojem članku ugotovil, da je nadomestitev metode enotne cene z metodo vozliščnih cen, ki upošteva izgube in omejitve omrežja, povzročila povečanje koristi za proizvajalce. Na modelu Anglije in Walesa je ugotovil tudi to, da je nova metoda manj občutljiva na tržno moč in da daje boljše investicijske signale, vendar povzroča politično občutljive lokalne pridobitve in izgube.

Metodo določanja cene za uporabo prenosnega omrežja, vezane na prihodnje investicije (angl. *investment cost-related pricing*), ki jo je National Grid objavil v svojih dokumentih in je predstavljena zgoraj, so obravnavali avtorji Ault, Elders in Green (2007, str. 1523-1524, 1530). Ugotovili so, da cene, enake mejnim stroškom, ne zadoščajo za pokrivanje celotnih stroškov prenosnega omrežja. Metodo so obravnavali s stališča občutljivosti na spremembe moči proizvajalcev in potrošnikov in jo uporabili pri štirih scenarijih razvoja prenosnega omrežja do leta 2020. Ugotovili so, da prispevki, ki jih določa ta metoda, niso občutljivi na razlike med scenariji razvoja. Mnenja so, da bi bile potrebne dodatne raziskave vpliva oblikovanja cen proizvajalcev na cene v posamezni coni.

Metodo National Grid so obravnavali tudi avtorji Hull, Zhu, Dale, Densley in Mathieson (2008, str. 1-9). Ugotovili so, da metoda, ki je v veljavi za tekoče četrto regulativno obdobje predstavlja pomembno nadgradnjo dosedanje metode RPI-X, saj so dodane spodbude za investicije v prenosno omrežje. Potrdili so trditve TSO-ja National Grid in regulatorja Ofgem, in sicer da predhodne metode niso omogočale zadostnega investiranja v prenosno omrežje. Nova metoda vključuje lokacijske signale za gradnjo omrežja in signale glede na prevzemnika.

#### **4.4 Nizozemska**

Sistemski operater prenosnega sistema je leta 1999 obračunaval stroške po enotni netransakcijski metodi. Cena je bila sestavljena iz dela za uporabo omrežja in iz dela za

izgube, ki je bil določen s konično močjo porabe (Mohar & Bakič, 1999, str. 40). Sistemske storitve so bile obračunane proizvajalcem glede na proizvedeno energijo, in sicer različno za proizvajalce, priključene na prenosno omrežje, ter za druge, priključene na distribucijsko omrežje.

Tennet, ki izvaja naloge TSO-ja, obračunava začetno in periodično priključnino. Začetna priključnina je namenjena pokrivanju stroškov priključitve uporabnika prenosnih storitev na prenosno omrežje. Periodična priključnina je namenjena pokrivanju stroškov, ki nastajajo z vzdrževanjem priključka uporabnika na prenosno omrežje. Priključnine v nadaljevanju ne obravnavam, ker je močno odvisna od lokacije priključitve in tudi ni obravnavana pri drugih sistemskih operaterjih prenosnih omrežij.

Od 1. januarja 2008 do 31. decembra 2010 poteka četrto regulativno obdobje. Sedaj Tennet obračunava ceno za uporabo omrežja na dva načina: s stroški, ki niso vezani na obseg prenosa, in s stroški, ki so vezani na obseg prenosa. Stroški, ki niso vezani na obseg prenosa, so stroški, ki niso neposredno povezani s prenosom električne energije, kot so na primer stroški izvajanja meritev, obračunavanja in administrativnih postopkov. Stroški, ki so vezani na obseg prenosa, so vezani na moč v kW in čas obratovanja ter se obračunavajo velikim porabnikom, priključenim neposredno na prenosno omrežje, ter operaterjem regionalnih omrežij, ki naprej zaračunavajo potrošnikom storitve prenosa in distribucije električne energije. Ceniki za uporabo prenosnega omrežja 380/220 kV se razlikujejo od cenikov za uporabo prenosnega omrežja 150/110 kV. Skupno ima Tennet 23 povezav z omrežji istih napetosti, s porabniki na teh napetostih ali z omrežji nižjih napetosti. Cene za uporabo prenosnega omrežja so razvidne iz Tabele 3. Cene v tabeli so odvisne od napetosti omrežij, na katera so priključeni potrošniki. Potrošniki, ki imajo letne obratovalne ure nižje od 600 ur, imajo nižje cene za uporabo prenosnega omrežja kot potrošniki z večjimi letnimi obratovalnimi urami. V Tabeli 3 so določene različne cene za končne potrošnike in operaterje omrežij. Poleg cene za moč, ki je določena s pogodbo, je določen tudi dodatek k ceni za moč, ki presega pogodbeno vrednost in je v tabeli označena s koničnimi kW v določenem časovnem obdobju.

Iz obrazložitvev je razvidno, da so obremenjeni le potrošniki in da proizvajalci niso obremenjeni s plačili za uporabo prenosnega omrežja. Pri tem ločijo neposredne ali končne potrošnike in operaterje omrežij, ki so priključeni na prenosno omrežje. Potrošnike delijo tudi

po količini energije, ki jo prevzamejo iz prenosnega omrežja, in sicer na tiste, ki v urejenem časovnem diagramu prevzamejo manj kot 600 ur na leto in ostale. Pogodbeni kW na leto je moč, ki je določena s pogodbo med potrošnikom in sistemskim operaterjem prenosnega omrežja. Konični kW je moč, za koliko je potrošnik presegel s pogodbo določeno moč in za katero mora plačati še določen dodatek na ceno.

Tabela 3: Cene za uporabo prenosnega omrežja na Nizozemskem

Potrošnik	Cena (€)
<b>Potrošniki, priključeni na omrežje 220–380 kV</b>	
Stalna prenosna storitev	12.478,96
Pogodbeni kW na leto	5,54
Konični kW na mesec	0,51
<b>Potrošniki, priključeni na omrežje 220–380 kV do 600 ur na leto</b>	
Pogodbeni kW na leto	2,77
Konični kW tedensko	0,18
<b>Potrošniki, priključeni na omrežje 110–150 kV</b>	
Stalna prenosna storitev	2.760,00
Pogodbeni kW na leto za končnega potrošnika	8,78
Konični kW na mesec za končnega potrošnika	0,9
Pogodbeni kW na leto za operaterje omrežij	10,4
Konični kW na mesec za operaterje omrežij	1,04
<b>Potrošniki, priključeni na omrežje 110–150 kV do 600 ur na leto</b>	
Pogodbeni kW na leto za končnega potrošnika	4,39
Konični kW tedensko za končnega potrošnika	0,31
Pogodbeni kW na leto za operaterje omrežij	5,2
Konični kW tedensko za operaterje omrežij	0,36
<b>Sistemske storitve na kWh</b>	<b>0,0013</b>

*Vir: Besluit van de Raad van Bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit als bedoeld in artikel 41c, eerste lid en 41e, eerste lid van de Elektriciteitswet 1998. Nummer 103062-24. Nederlandse Mededingingsautoriteit, str. 23.*

## 4.5 Slovenija

Bakič, Mohar in Tzchoppe (2000) so pripravili predlog metode obračunavanja prenosa in distribucije električne energije v Sloveniji. Najprej so izvedli primerjavo metod v petih evropskih državah, nato pa pripravili predlog za Slovenijo na podlagi naslednjih meril (Bakič et al., 2000, str. IV):

- učinkovito in zanesljivo delovanje omrežja,
- enakost do vseh uporabnikov omrežja,

- enostavnost in uporabnost za slovenske razmere,
- spodbujanje učinkovitih investicij v omrežje in
- konkurenčnost, ki je skladna s slovensko zakonodajo.

Kot najprimernejša metoda je predlagana metoda poštna znamka, in sicer z bruto obračunom po napetostnih nivojih za moč in energijo (v razmerju 50 %/50 %) ter z obračunavanjem le odjemalcem (Bakič et al., 2000, str. 59, 74), ki je tudi opredeljena v slovenski zakonodaji. Postavljena je tudi meja letnih obratovalnih ur, in sicer 2.500, ki ločuje odjemalce v dve različno obravnavani skupini.

Na podlagi Akta o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine in metodologije za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja (Uradni list RS, št. 121/2005, 30. december 2005) je Agencija za energijo sprejela Sklep o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin (Uradni list RS, št. 111/2007, 5. december 2007), ki se uporablja od 1. 1. 2008. Tabela 4 prikazuje omrežnino za prenosno omrežje, ki jo zaračuna sistemski operater prenosnega omrežja. Odjemne skupine v tabeli so ločene po napetostnih nivojih, in sicer na visoko napetost, srednjo napetost in nizko napetost. Pri srednji in nizki napetosti so odjemalci razdeljeni na tiste, ki so priključeni neposredno na zbiralke razdelilnih transformatorskih postaj sistema operaterja distribucijskega omrežja. Vsi odjemalci so razdeljeni še na tiste, ki imajo več kot 2.500 letnih obratovalnih ur in na ostale, ki imajo manj kot 2.500 letnih obratovalnih ur. Na visoki napetosti je uvedena še dodatna skupina odjemalcev, ki ima več kot 6.000 letnih obratovalnih ur. Cene so različne za visoko in nizko sezono. Tarifne postavke se delijo na obračunsko moč, ki je odmerjena mesečno v €/kW, in na preneseno delovno energijo, ki je odmerjena v €/kWh.

Tabela 5 prikazuje omrežnino za sistemske storitve, ki jo zaračuna sistemski operater prenosnega omrežja in ki jo določa Sklep o spremembah in dopolnitvah Sklepa o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin (Uradni list RS, št. 126/2008, 31. december 2008). Odjemalci so razdeljeni le na javno razsvetljavo, pri kateri se obračuna prenesena delovna energija, in na vse ostale odjemalce, pri katerih se sistemske storitve obračunajo glede na obračunsko moč.

Tabela 6 prikazuje omrežnino za posebno sistemsko storitev, ki je namenjena pokrivanju stroškov zagotavljanja prekomernega odjema jalove energije. Zaračunata jo oba sistemska operaterja, vsak na svojem delu elektroenergetskega omrežja. Tarifni sistem za prekomerni odjem jalove energije je enostaven, ker loči le dve skupini prevzemnikov, in sicer prevzemnike na visoki napetosti in ostale. Cena za odjemno skupino na visoki napetosti je nižja od cene za ostale.

Tabela 4: Omrežnina za prenosno omrežje v Sloveniji v letu 2008 in 2009

Odjemna skupina				Tarifne postavke			
Napetostni nivo	Način priključitve	Vrsta odjema	Sezona	Obračunska moč (€/kW/mesec)	Prenesena delovna energija (€/kWh)		
					KT, VT	MT	ET
Visoka napetost		T ≥ 6.000 ur	Visoka	1,29789	0,00104	0,0008	-
			Nizka	0,86526	0,00069	0,00053	-
		6.000 > T ≥ 2.500 ur	Visoka	1,21298	0,00215	0,00165	-
			Nizka	0,80865	0,00143	0,0011	-
		T < 2.500 ur	Visoka	0,94806	0,00347	0,00267	-
			Nizka	0,63204	0,00231	0,00178	-
Srednja napetost	Zbiralke RTP	T ≥ 2.500 ur	Visoka	1,71619	0,00062	0,00048	-
			Nizka	1,22585	0,00044	0,00034	-
		T < 2.500 ur	Visoka	0,31224	0,00766	0,00589	-
			Nizka	0,22303	0,00547	0,00421	-
		T ≥ 2.500 ur	Visoka	1,1457	0,00231	0,00178	-
			Nizka	0,81836	0,00165	0,00127	-
		T < 2.500 ur	Visoka	0,38056	0,00633	0,00487	-
			Nizka	0,27183	0,00452	0,00348	-
Nizka napetost	Zbiralke RTP	T ≥ 2.500 ur	Visoka	1,47503	0,00098	0,00075	-
			Nizka	1,13464	0,00075	0,00058	-
		T < 2.500 ur	Visoka	0,46916	0,00618	0,00475	-
			Nizka	0,36089	0,00475	0,00365	-
		T ≥ 2.500 ur	Visoka	1,10598	0,00263	0,00202	-
			Nizka	0,85075	0,00202	0,00155	-
		T < 2.500 ur	Visoka	0,65389	0,00497	0,00382	-
			Nizka	0,50299	0,00382	0,00294	-
		Brez merjenja moči		0,15125	0,00363	0,00279	0,00335
		Gospodinjstvo		0,15125	0,00363	0,00279	0,00335
Javna razsvetljava		-	-	-	0,00335		

Legenda: T – letne obratovalne ure; RTP – razdelilna transformatorska postaja; KT – kontrolirana tarifa; VT – visoka tarifa; MT – mala tarifa; ET – enotna tarifa.

Vir: Sklep o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin, 2007, Uradni list RS, št. 111/2007, 5. 12. 2007, str. 15392.



Tabela 5: Omrežnina za sistemske storitve v Sloveniji v letu 2009

Odjemna skupina		Tarifne postavke	
Napetostni nivo	Vrsta odjema	Obračunska moč (€/kW/mesec)	Prenesena delovna energija (€/kWh)
Visoka, srednja in nizka napetost		0,37211	
Nizka napetost	Javna razsvetljava		0,00264

Vir: Sklep o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin, 2007, Uradni list RS, št. 126/2008, 31. 12. 2008, str. 17152.

Tabela 6: Omrežnina za posebno sistemske storitve v Sloveniji v letu 2008 in 2009

Odjemna skupina	Tarifna postavka
Napetostni nivo	Prekomerno prevzeta jalova energija (€/kVArh)
Visoka napetost	0,00626
Srednja in nizka napetost	0,00835

Vir: Sklep o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin, 2007, Uradni list RS, št. 111/2007, 5. 12. 2007, str. 15392.

Imetnik pravice plača del omrežnine za uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti povezovalnih vodov za neizkoriščeno dodeljeno čezmejno prenosno zmogljivost, ki ni bila dodeljena na avkciji po ceni 0,50 €/MWh. Povprečni strošek priključevanja je: 28,34 €/kW.

Tabela 7 prikazuje informativni cenik za uporabo elektroenergetskega omrežja v Sloveniji v letu 2009, in sicer glede na veljavne predpise. Razdelitev odjemnih skupin in tarifnih postavk v Tabeli 7 je enaka kot v Tabeli 4. Tarifne postavke v Tabeli 7 so prikazane v celoti za vsako odjemno skupino in vključujejo omrežnino za uporabo prenosnega in distribucijskega omrežja, omrežnino za sistemske storitve, dodatek za delovanje Javne agencija RS za energijo, dodatek za delovanje organizatorja trga, razen stroškov za izvajanje dejavnosti Centra za podpore.

Tabela7: Informativni cenik za uporabo elektroenergetskega omrežja v Sloveniji v letu 2009

Odjemna skupina				Tarifne postavke			
Napetostni nivo	Način priključitve	Vrsta odjema	Sezona	Obračunska moč (€/kW /mesec)	Prenesena delovna energija (€/kWh)		
					KT, VT	MT	ET
Visoka napetost		T ≥ 6000 ur	Visoka	1,67000	0,00130	0,00106	-
			Nizka	1,23737	0,00095	0,00079	-
		6000 > T ≥ 2500 ur	Visoka	1,58509	0,00241	0,00191	-
			Nizka	1,18076	0,00169	0,00136	-
		T < 2500 ur	Visoka	1,32017	0,00373	0,00293	-
			Nizka	1,00415	0,00257	0,00204	-
Srednja napetost	Zbiralke RTP	T ≥ 2500 ur	Visoka	4,06314	0,00157	0,00127	-
			Nizka	3,00856	0,00119	0,00098	-
		T < 2500 ur	Visoka	1,04359	0,01675	0,01294	-
			Nizka	0,85174	0,01204	0,00932	-
		T ≥ 2500 ur	Visoka	3,72254	0,00703	0,00547	-
			Nizka	2,76528	0,00510	0,00398	-
		T < 2500 ur	Visoka	1,48505	0,01877	0,01450	-
			Nizka	1,16707	0,01348	0,01043	-
Nizka napetost	Zbiralke RTP	T ≥ 2500 ur	Visoka	6,87806	0,00457	0,00357	-
			Nizka	5,37669	0,00357	0,00281	-
		T < 2500 ur	Visoka	2,44149	0,02746	0,02118	-
			Nizka	1,96394	0,02118	0,01635	-
		T ≥ 2500 ur	Visoka	7,02308	0,01609	0,01243	-
			Nizka	5,48824	0,01243	0,00962	-
		T < 2500 ur	Visoka	4,30448	0,03009	0,02320	-
			Nizka	3,39701	0,02320	0,01791	-
		Brez merjenja moči		0,81001	0,03521	0,02714	0,03252
		Gospodinjstvo		0,81001	0,03521	0,02714	0,03252
Javna razsvetljava		-	-	-	0,04499		

Legenda: T – letne obratovalne ure; RTP – razdelilna transformatorska postaja; KT – kontrolirana tarifa; VT – visoka tarifa; MT – mala tarifa; ET – enotna tarifa.

Vir: Informativni cenik za uporabo elektroenergetskega omrežja v letu 2009, najdeno na spletu 20. junija 2009.

## 4.6 Švedska

Metoda določanja cene za uporabo prenosnega omrežja je bila leta 1999 netransakcijska, sestavljena iz dveh delov: za uporabo omrežja se je preračunala glede na moč, izgube pa so se izračunale na prevzeto energijo s pomočjo mejnih koeficientov izgub. V obračunu je bil upoštevan tudi prispevek za izravnano moči (Mohar & Bakič, 1999, str. 41). Cena upošteva

tudi lokacijo. Ker je na severu več proizvodnje, ta plača več kot proizvodnja na jugu. Na jugu je več potrošnje, zato ta plača več kot potrošnja na severu.

Osnovna načela tudi sedaj določa Electricity Act (2008), ki je bil sprejet 1997 in potem večkrat dopolnjen. Cena za uporabo omrežja je določena točkovno, torej netransakcijsko, in sicer v treh delih: v stroških za priključitev, ki so vezani na moč, v stroških za uporabo prenosnih storitev, ki so vezani na prevzeto energijo, in v delu za investicije. Sedanji sistem je v ključnih lastnostih nespremenjen od leta 1999. Prenosno omrežje upravlja sistemski operater Svenska Kraftnät, ki pa ni lastnik celotnega omrežja, temveč ima z lastniki omrežij sklenjene pogodbe, na podlagi katerih plačuje lastnikom za uporabo njihovega dela prenosnega omrežja. Sistemski operater pridobi približno polovico prihodkov iz dela, ki se obračuna na moč. Za proizvodnjo so letni stroški za priključitev 25 SEK /kW (1 €=10,477 SEK), ki proti jugu pada do 5 SEK/kW. Za potrošnjo pa je letni strošek za priključitev na severu 11 SEK/kW in narašča proti jugu do 47 SEK/kW (The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät (2007, str. 5). Del, ki se obračuna za moč, je odvisen od geografske lege priključnega vozlišča uporabnika prenosnega omrežja in se linearno spreminja od severa proti jugu. Drugo polovico prihodkov sistemski operater zbere na podlagi prevzete energije s strani uporabnikov omrežja in odraža izgube v prenosu. Ta del se izračuna s pomočjo cene energije za pokrivanje izgub, količine prevzete energije in koeficienta izgub, ki se giblje od +10 % do -10 % in je odvisen od geografske lege. Kjer je koeficient negativen, pomeni, da sistemski operater plačuje uporabniku prenosnega omrežja, saj ta s svojim obratovanjem zmanjšuje izgube v omrežju. Ker je na jugu presežek potrošnje, so proizvajalci na jugu plačani za prispevek v omrežju, in ker je na severu presežek proizvodnje, so potrošniki plačani za svoj odvzem energije iz prenosnega omrežja, saj oboji zmanjšujejo izgube v prenosnem omrežju. Cena energije za pokrivanje izgub je določena vnaprej za celotno leto in je različna glede na uro dneva (dnevna/nočna in konec tedna) in glede na mesec v letu (november–marec/april–oktober). Del za investicije se zaračuna le določenim uporabnikom prenosnega omrežja, in sicer glede na njihov vpliv na prenosno omrežje.

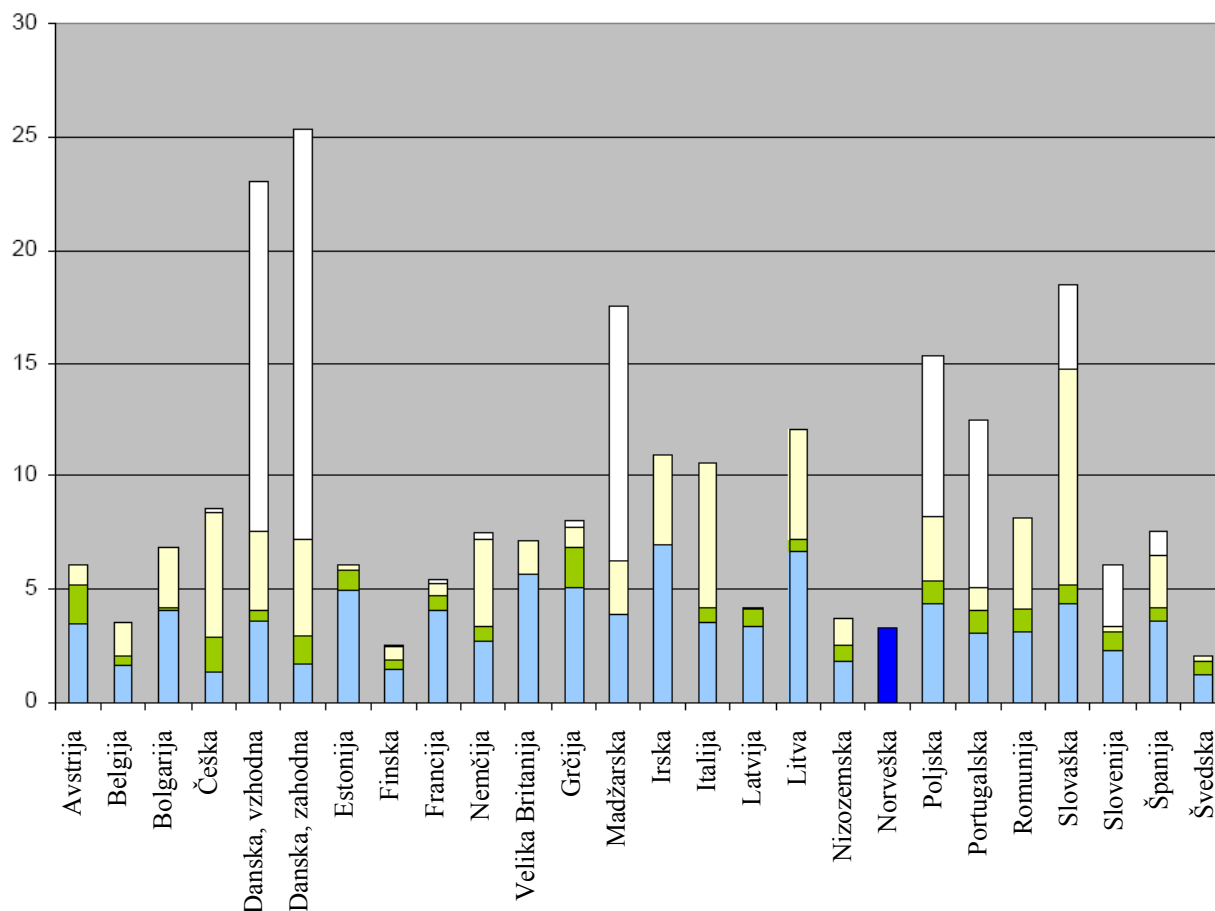
## 5 PRIMERJAVA IN ANALIZA METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA V IZBRANIH DRŽAVAH

### 5.1 Primerjava višin in metod določanja cene za uporabo omrežja

ETSO več let pripravlja letna poročila o cenah za uporabo prenosnega omrežja v 25 evropskih državah. Poročila so izdelana na podlagi anket, ki jih izpolnijo predstavniki TSO-jev. Iz poročil je razvidno, da so uporabljeni tudi podatki, ki niso bili dostopni na spletnih straneh. V nadaljevanju so prikazani podatki iz zadnjega objavljenega poročila ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007 (2008) za leto 2007. Upoštevani niso bili le neposredni stroški, povezani z dejavnostjo TSO-jev, temveč tudi drugi prispevki, ki jih določajo regulatorji. Ceno sestavljajo naslednji stroški: stroški infrastrukture (kapitala in obratovanja), izgub, notranjih prezasedenosti, sistemskih storitev, izravnave sistema, nasedlih investicij (angl. *stranded costs*) in spodbude za obnovljive vire. Cene sestavljajo tako delež obremenitev potrošnikov in proizvajalcev. Za primerljivost med državami sta uporabljena primera dveh značilnih uporabnikov s 5.000 obratovalnimi urami v letu, prvi moči 40 MW priključen na omrežje napetosti 400 ali 220 kV in drugi uporabnik moči 10 MW priključen na omrežje napetosti med 150 in 50 kV. Najpomembnejši tabeli za 25 evropskih držav o bistvenih lastnostih cen za uporabo prenosnega omrežja in o stroških, vključenih v ceno za uporabo prenosnega omrežja v letu 2007 sta v Prilogah 2 in 3. Sestavine cene za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007 za značilnega uporabnika so prikazane na Sliki 3. Norveška ni podala podatkov o sestavi cene, zato je na sliki prikazana le celotna cena za uporabo prenosnega omrežja. Zaradi visokih reguliranih dajatev ima Danska daleč najvišjo ceno za uporabo prenosnega omrežja. Iz istega razloga ji sledijo Slovaška, Madžarska, Poljska in Portugalska. S Slike 3 je razvidno, da so razlike v cenah za uporabo prenosnega omrežja brez upoštevanja reguliranih dajatev med državami manjše od razlik v celotnih cenah, a se še vedno razlikujejo za približno 4-krat.

Poročilo vključuje podatke tudi o obravnavanih šestih evropskih državah: o Avstriji, Češki, Veliki Britaniji, Nizozemski, Sloveniji in Švedski. Zbrani podatki za obravnavane države dopolnjujejo poročilo ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007 (2008) in ga tudi potrjujejo. Iz poročila prevzeti podatki o obravnavanih državah so v Tabelah 8 in 9.

Slika 3: Sestavine cene v €/MWh za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007



Legenda: modra – stroški infrastrukture; zelena – izgube v omrežju; rumena – sistemske storitve; bela – druge regulirane dajatve.

Vir: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, (2008), str. 16.

Tabela 8 prikazuje lastnosti cen za uporabo prenosnega omrežja. V obravnavanih državah večinoma ceno za uporabo prenosnega omrežja plačujejo potrošniki in le v manjšem delu v Avstriji, Veliki Britaniji in na Švedskem tudi proizvajalci. Ceni za uporabo prenosnega omrežja v Veliki Britaniji in na Švedskem sta odvisni od sezone in lokacije. V vseh obravnavanih državah, razen v Veliki Britaniji, cene za uporabo prenosnega omrežja vključujejo tudi izgube v omrežju. Pri sistemskih storitvah so razlike med obravnavanimi državami večje. Tabela 9 prikazuje, kateri stroški so vključeni v ceno za uporabo prenosnega omrežja. Iz tabele je razvidna razdelitev na obratovalne stroške brez sistemskih storitev in izravnave med sistemskimi operaterji, stroški izgub, izravnave med sistemskimi operaterji, skupino sistemskih storitev in stroške kapitala. Sistemske storitve so razdeljene na primarno, sekundarno in terciarno rezervo, upravljanje notranjih in zunanjih zamašitev, samostojen start,

regulacijo napetosti in izravnavo sistema. Stroški kapitala so razdeljeni na amortizacijo in na donos na vloženi kapital.

V Tabelah 8 in 9 je upoštevano, da avstrijski predpisi določajo, da mora vsak generator, ki ima moč, večjo od 5 MW, zagotavljati primarno rezervo. Avstrija tudi nima enoumno določene razmejitev med terciarno rezervo in energijo za izravnavo, kar so odstopanja glede na druge države. V Tabelah 8 in 9 je upoštevano, da Švedska, enako kot ostale skandinavske države, nima opredeljene sekundarne rezerve, kar je tudi odstopanje glede na druge države.

Po višini cene lahko obravnavane države razvrstimo v naslednje zaporedje: Švedska (2 €/MWh), Nizozemska (3,5 €/MWh), Avstrija in Slovenija (6 €/MWh), Velika Britanija (7 €/MWh) in Češka (8 €/MWh). Razlika v cenah med obravnavanimi državami je tako celo štirikratna. Razloge za tolikšne razlike v cenah preučujem v poglavju 5.2. Med opazovanimi državami je Slovenija med tistimi, ki imajo višjo ceno za uporabo prenosnega omrežja. V primerjavi z drugimi evropskimi državami pa so cene za uporabo omrežja v Sloveniji za vse vrste prevzemnikov, torej za velike industrijske potrošnike, majhne industrijske potrošnike in gospodinjstva, nižje od povprečja (Hrovatin, Zoric & Pittman, 2007, str. 7).

Cene za uporabo prenosnega omrežja na Sliki 3 upoštevajo sistemske storitve. Za Češko in Nizozemsko so upoštewane povprečne cene energije za pokrivanje izgub v omrežju, saj so cene tajne. S Slike 3 je mogoče za obravnavane države ugotoviti še naslednje posebnosti:

- Avstrija ima nesorazmerno velik delež stroškov izgub v celotni ceni;
- Češka ima neobičajno velik delež stroškov za sistemske storitve;
- Velika Britanija v ceni nima deleža za izgube v omrežju;
- Slovenija ima med vsemi obravnavanimi državami praktično edina velik delež cene namenjen pokrivanju drugih reguliranih stroškov.

V vseh obravnavanih državah je v uporabi netransakcijska ali točkovna metoda, ki ni odvisna od posameznega prenosa, temveč je uporabnik prenosnega omrežja s priključitvijo nanj enakopravno obravnavan kot vsi ostali uporabniki (Mohar & Bakič, 1999, str. 49-73), kar velja tudi sedaj. Poleg obravnavanih držav je tudi v mnogih drugih evropskih državah v uporabi netransakcijska ali točkovna metoda (Bakič et al., 2000, str. 32).

Tabela 8: Bistvene lastnosti cen za uporabo prenosnega omrežja v izbranih evropskih državah v letu 2007

Država	Delitev		Cenovni signali		Ali so izgube vključene v ceno?	Ali so sistemske storitve vključene v ceno?
	Proizvodnja	Potrošnja	Sezone/uro dneva	Lokacijski		
Avstrija	15 %	85 %	-	-	da	kot poseben dodatek za proizvodnjo
Češka	0 %	100 %	-	-	da	cene za sistemske storitve
Velika Britanija	27 % (UPO) 50 % (SI)	73 % (UPO) 50 % (SI)	xx	lokacijski (upo); nelok. 50 % (SI)	ne, pokrito na trgu z energijo	vključeno v ceni (UPO)
Nizozemska	0 %	100 %	-	-	da	cene za sistemske storitve
Slovenija	0 %	100 %	xx	-	da	cene za sistemske storitve
Švedska	25 %	75 %	xx (skozi izgube)	lokacijski	da	da

Legenda: x – ena časovna diferenciacija; xx – dve časovni diferenciaciji; xxx – tri časovne diferenciacije; UPO – uporaba prenosnega omrežja; SI – storitev izravnave.

Vir: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, (2008), str. 6.

Tabela 9: Stroški, vključeni v ceno za uporabo prenosnega omrežja v izbranih evropskih državah v letu 2007

Država	OPEX brez sistemskih storitev in ITC	Stroški izgub	ITC stroški /prihodki	Sistemske storitve								CAPEX		Drugo
				Primarna rezerva	Sekundarna rezerva	Terciarna rezerva	Upravljanje notranjih zamašitev	Upravljanje zamašitev v interkonekcijah	Samostojni start	Regulacija napetosti ali jalove moči	Izravnava sistema	Amortizacija	Donos na vloženi kapital	
Avstrija	C	C	C/B	N	C	N	C	C/B	C	C	N	C	C	N
Češka	C	C	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C	C	C
Velika Britanija	C	C	N	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	N
Nizozemska	C	C	C	N	C	C	C	N	C	C	C	C	C	N
Slovenija	C/B	C/B	C	N	C	C	N	N	C	C	C	C/B	C/B	C
Švedska	C	C	C/B	N	N	C (1/3)	C	C/B	C	C	N	C	C	N

Legenda: C – vključeno v račun TSO z regulacijo, C/B – vključeno v račun, ni regulirano, N – ni vključeno v račun TSO; ITC – izravnava med sistemskimi operaterji.

Vir: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, (2008), str. 8.

Obravnavane države imajo precej različna prenosna omrežja in tudi precej različne vrste proizvajalcev in prevzemnikov. Cene za uporabo prenosnega omrežja so določene glede na napetost, in sicer za zelo visokonapetostno prenosno omrežje napetosti 400 ali 380 kV, za visokonapetostno prenosno omrežje napetosti 220 do 150 kV in za regionalno prenosno omrežje napetosti 132 do 50 kV. Češka ima določene cene za uporabo prenosnega omrežja za vse tri napetostne skupine. Avstrija, Velika Britanija in Švedska imajo določene cene le za višji dve napetosti. Nizozemska ima določeno ceno le za najvišjo prenosno napetost. Slovenija ima določeno ceno le za najnižjo prenosno napetost.

Za vse obravnavane države velja, da se cena za uporabo prenosnega omrežja obračunava na podlagi moči in energije, pri čemer je razmerje med njima v vsaki državi drugačno.

Uporabniki so razdeljeni v dve skupini: v proizvajalce in v prevzemnike. Skupini sta različno obravnavani. Pri tem v Avstriji, Veliki Britaniji in na Švedskem tudi proizvajalci plačujejo za uporabo prenosnega omrežja. Na Češkem, Nizozemskem in v Sloveniji pa plačujejo za uporabo prenosnega omrežja le prevzemniki. Pri tem ne smemo spregledati, da se cena za uporabo prenosnega omrežja, ki jo plačujejo proizvajalci, večinoma prenese na prevzemnike. Cena, ki jo plačajo proizvajalci, ima pogosto lokacijski učinek, torej je to spodbuda za priključevanje proizvajalcev na območjih, na katerih je primanjkljaj proizvodnje. Cena, ki jo plača proizvajalec, ima pomemben učinek na njegovo konkurenčnost med ostalimi proizvajalci in predstavlja izkrivljenost načel popolne konkurence, še posebej je to pomembno pri izvozu energije.

V vseh obravnavanih državah za skupno ceno za proizvodnjo in potrošnjo velja, da je cena odvisna od obratovalnih ur uporabnika prenosnega omrežja. Čim krajše so obratovalne ure v letu, tem višja je cena za uporabo omrežja. Na Češkem in v Avstriji so razlike v ceni majhne. Na Nizozemskem, v Sloveniji in na Švedskem je cena pri manj kot 2.000 obratovalnih urah na leto približno dvakrat višja, kot je v istih državah cena za 8.760 obratovalnih ur v letu. V Veliki Britaniji pa je cena pri manj kot 2.000 obratovalnih urah trikrat višja kot pri 8.760 obratovalnih urah v letu. Avstrija, Češka, Nizozemska in Slovenija imajo za skupno ceno proizvodnje in prevzema povprečno pozitivno vrednost cene, odvisne od lokacije (angl. *transmission tariffs generation and load, impact of location*) (ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, 2008, str. 11-16).



Velika Britanija in Švedska imata ceno močno odvisno od lokacije, pri čemer je cena lahko tudi negativna, torej operater nagrajuje uporabnike omrežja, ki zmanjšujejo obremenitev in izgube prenosnega omrežja. Značilen primer je Švedska, ki na severnem delu države nagrajuje potrošnike, ker imajo tam presežek proizvodnje, in na jugu države nagrajujejo proizvajalce, ker je tam primanjkljaj proizvodnje. Kljub enakim osnovnim izhodiščem primerjava med obravnavanimi državami kaže na velike razlike v višini in v načinu določanja cene za uporabo prenosnega omrežja.

Poleg primerjave med obravnavanimi evropskimi državami nam veliko povedo tudi različni strokovni članki in dokumenti, ki obravnavajo cene za uporabo prenosnega omrežja v drugih državah.

Prezemnikom električne energije je pomembna tudi njena kakovost, ki jo običajno delimo na kakovost storitev v komercialnem smislu, stalnost dobave ali zanesljivost in kakovost napetosti. Kakovost storitev je neposredno povezana z organizacijskimi sposobnostmi dobavitelja ali proizvajalca. Kakovost napetosti v Evropi je opredeljena s standardom EN 50160. Naloga operaterja je, da uporabniki omrežja ne ustvarjajo motenj, ki bi pomenile kršenje tega standarda, ter da uporabniki ne motijo drugih uporabnikov elektroenergetskega omrežja. Stalnost dobave ali zanesljivost je mogoče opredeliti z več kazalci. Med njimi sta bolj razširjena SAIFI (indeks povprečne pogostosti izpada sistema, angl. *system average interruption frequency index*) in SAIDI (indeks povprečnega trajanja izpada sistema, angl. *system average interruption duration index*). Oba kazalca sta določena s številom in trajanjem izpadov ter sta pomembna predvsem za prevzemnike na distribucijskem omrežju (Bokal et al., 2004, str. IV, 9). Poleg tega je število prevzemnikov na prenosnem omrežju majhno in problemi zanesljivosti na prenosnem omrežju so precej manjši kot na distribucijskem omrežju, zato omenjenih kazalnikov pri obravnavi cene za prenosno omrežje v nadaljevanju ne obravnavam.

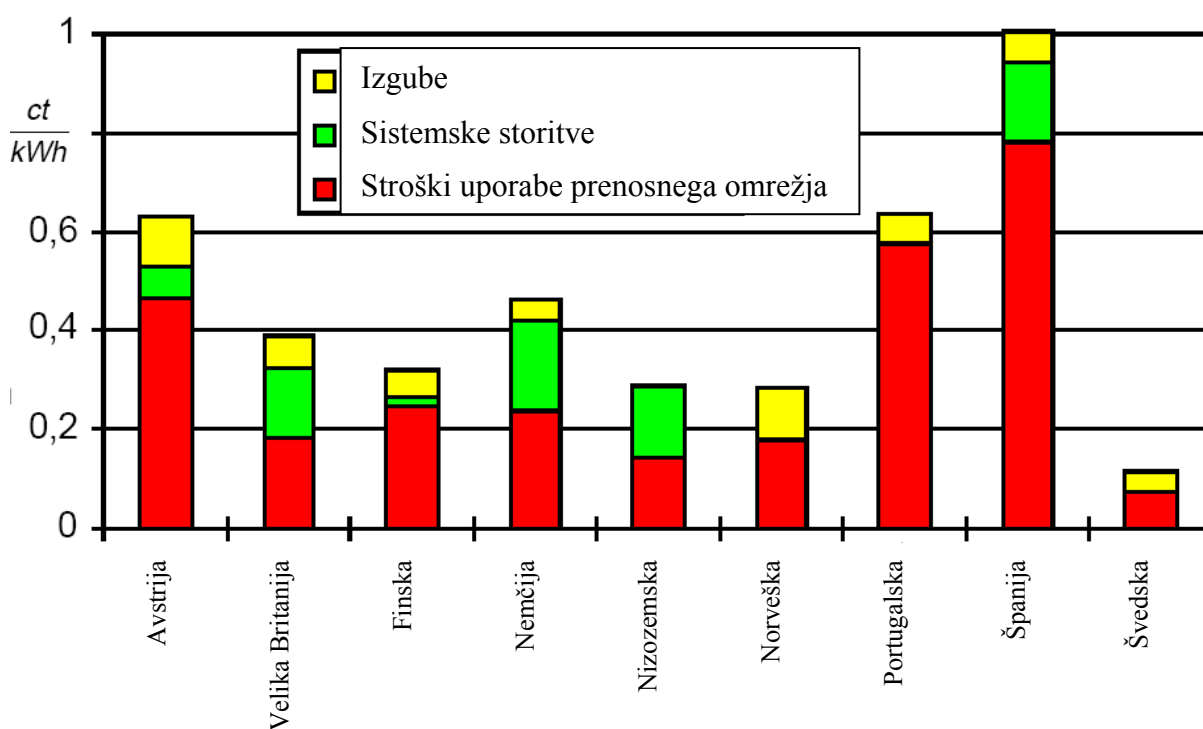
Haubrich in Fritz (1999, str. 59) sta na podlagi primerjave sestave in višine cene za uporabo prenosnega omrežja v Avstriji, Angliji/Walesu, na Finskem, v Nemčiji, na Nizozemskem, na Norveškem, na Portugalskem, v Španiji in na Švedskem ugotovila velike razlike. Pri tem sta izločila vse davke in druge dodatke na ceno, kot na primer za obnovljive vire. Obravnavala sta ceno za uporabo prenosnega omrežja za tri porabnike, in sicer za:

- industrijskega porabnika velike moči, kar prikazuje Slika 4,
- distribucijsko podjetje brez lastne proizvodnje, kar prikazuje Slika 5 in
- distribucijsko podjetje z lastno proizvodnjo, kar prikazuje Slika 6.

S Slike 4, Slike 5 in Slike 6 je razvidno, da so cene za uporabo prenosnega omrežja pri različnih uporabnikih znotraj vsake obravnavane države podobne. V vseh državah predstavljajo stroški uporabe prenosnega omrežja največji delež cene za uporabo prenosnega omrežja. Najmanjši delež cene za uporabo prenosnega omrežja v večini držav predstavljajo izgube. Razlika v ceni za uporabo prenosnega omrežja med Španijo in Švedsko je približno desetkratna, kar je zelo veliko in predstavlja veliko oviro pri poenotenju v Evropi.

Kljub različnim izhodiščem in osmim letom razlike v času primerjave lahko ugotovim, da so rezultati primerjave evropskih sistemskih operaterjev, članov ETSO-ja za leto 2007 (ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, 2008) in študije, ki sta jo izdelala Haubrich in Fritz (1999), za večino primerjanih držav zelo podobni.

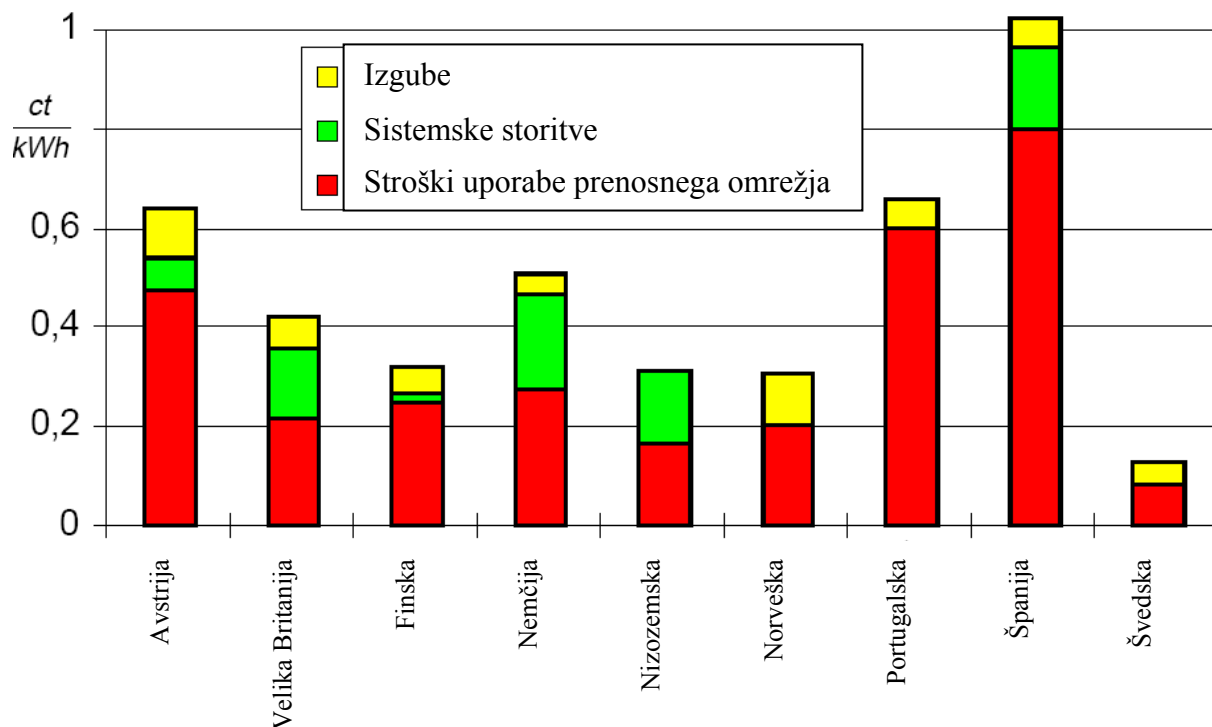
Slika 4: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za industrijskega porabnika velike moči



Legenda: ct/kWh – cena za uporabo omrežja v € centih za kilovatno uro.

Vir: Haubrich & Fritz, *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs*, 1999, str. 64.

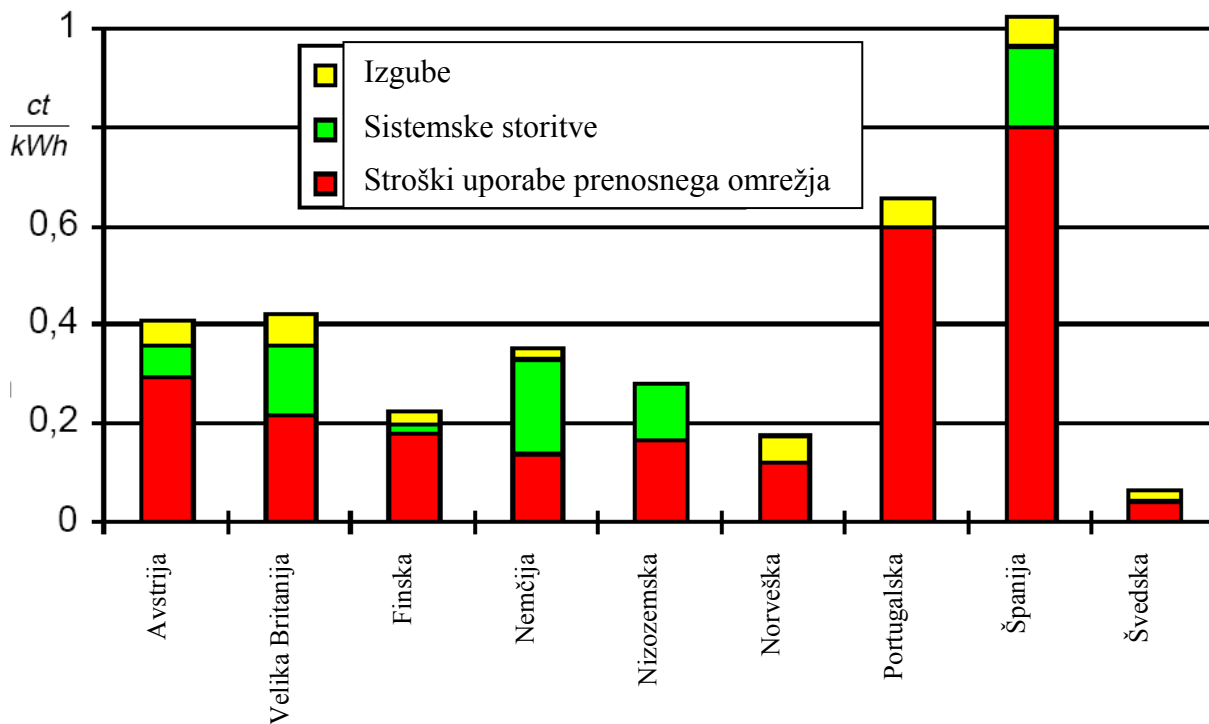
Slika 5: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za distribucijsko podjetje brez lastne proizvodnje



Legenda: ct/kWh – cena za uporabo omrežja v € centih za kilovatno uro.

Vir: Haubrich & Fritz, *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs*, 1999, str. 65.

Slika 6: Povprečna cena za uporabo prenosnega omrežja za distribucijsko podjetje z lastno proizvodnjo



Legenda: ct/kWh – cena za uporabo omrežja v € centih za kilovatno uro.

Vir: Haubrich & Fritz, *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs*, 1999, str. 65.

Newbery (2001, str. 264-269) je za angleški model ugotovil, da metoda ne deluje najboljše, saj cene, povezane z lokacijo, niso dovolj diferencirane, kar povzroči prenizko investiranje v prenosno omrežje. Problem je zaostrel vstop več novih proizvajalcev na severu, pri čemer se prenosne povezave s potrošniškim jugom niso dovolj dograjevale. Nasprotno za skandinavske države ugotavlja, da njihov model dobro deluje, vendar ocenjuje, da predvsem zaradi predhodno dobro razvitega prenosnega omrežja.

Nagel in Rammerstorfer (2008, str. 23-24) sta primerjala regulacijo cene za uporabo prenosnega omrežja in investicijske namere naslednjih evropskih držav: Avstrija, Češka, Estonija, Velika Britanija, Irska in Italija. Ugotovila sta, da že zelo majhna odstopanja od optimalne regulacije lahko vodijo v podinvestiranje, kar potrjuje veliko občutljivost modela regulacije, ki je v uporabi v obravnavanih državah. Poročala sta tudi, da je v več državah, v katerih je v uporabi regulacija cenovne kape, premalo investicij v prenosno omrežje, zato predlagata dopolnitev regulacije z modelom investicijskih spodbud, ki pomembno prispeva k povečanju investicij v prenos. Ugotovila sta tudi, da je razpoložljivost sistemov, pri katerih so v uporabi metode spodbud, višja kot v sistemih, pri katerih so v uporabi druge metode regulacije.

Bream (2006, str. 1) povzema izjave vodstva OFGEM-a, da regulacija ni omogočila zadostnega investiranja v prenosno omrežje za priključevanje obnovljivih virov v Veliki Britaniji, zato so napovedali bolj prilagodljiv sistem določanja cene za uporabo prenosnega omrežja. OFGEM je v petletnem načrtu za obdobje 2007–2012 predvidel povečanje investicijskih sredstev za 2.997 milijonov GBP (Investing in Britain's energy transmission networks, 2006, str. 2). National Grid Electricity Transmission plc je zaradi ugotovitev, da investicije v prenosno omrežje ne zadoščajo potrebam uporabnikov, pripravil nove osnutke dokumentov za določitev metod določanja cene priključevanja in uporabe prenosnega omrežja. Na podlagi konzultacij, usklajevanj in odobritve OFGEM-a je National Grid Electricity Transmission plc v letu 2009 objavil metodo določanja cene za priključitev na prenosno omrežje in metodo določanja cene za uporabo prenosnega omrežja, kar je podrobneje predstavljeno v poglavju 4.3. V Transmission Price Control Review: Final Proposals Ref: 206/06 (2006, str. 1-2, 12, 61-67) je OFGEM objavil mehanizme za zagotavljanje učinkovitega investiranja v prenosno omrežje in spodbude namenjene sistemskim operaterjem za povečanje učinkovitosti ter zanesljivosti omrežja v obdobju med leti 2007 in 2012. OFGEM je uvedel tri skupine spodbud. Prva skupina so nove spodbude za

učinkovito in pravočasno investiranje v prenosno omrežje, ki upošteva potrebe uporabnikov prenosnega omrežja. Mehanizem omogoča, da se z rastjo moči proizvajalcev povečajo tudi prihodki. Te spodbude so odvisne od razmerja med stroški kapitala in pripadajočega dela upravičenih prihodkov ter od verjetnosti uresničevanja posameznih investicij v prenosno omrežje. Druga skupina spodbud je predvidena na področju inovacij, ki vključuje raziskave in razvoj namenjenih zagotavljanju okoljskih koristi. Tretja skupina spodbud je namenjena sistemskim operaterjem za povečevanje preglednosti in kakovosti poslovanja ter za merjenje svoje učinkovitosti. V to skupino je uvrščena tudi zanesljivost obratovanja prenosnega omrežja, ki je določena s količino nedobavljene energije ali številom izpadov uporabnikov omrežja.

## **5.2 Analiza višin in metod določanja cene za uporabo omrežja**

Regulacija cen je običajno dvojna. Regulatorji določajo prihodke operaterjem prenosnega omrežja in način obračunavanja teh stroškov uporabnikom prenosnega omrežja. Dvojnost med spodbudami pri določanju ciljev omejevanja agregatnega prihodka in sestavo cene močno omejuje regulirana podjetja. Tak način dvojne regulacije kaže na to, da je njen osnovni cilj izboljševanje kakovosti storitve in manj vplivanje na strukturo cene (Joskow et al., 2005, str. 66).

Predpostavljam, da so regulatorji enako učinkoviti in da cene niso odvisne od neučinkovitosti nadzora regulatorjev. Izhajam iz domneve, da so razlike v cenah za uporabo prenosnega omrežja utemeljene in niso posledica nesimetrije informacij (razmerje agent-principal) regulatorjev in TSO-jev. Ključno vprašanje je, zakaj so cene med obravnavanimi sistemi tako različne in zakaj je sama sestava cen tako močno različna.

Podlaga za določanje cene za uporabo prenosnega omrežja so stroški. Ti so odvisni od množice ekonomskih in neekonomskih dejavnikov, ki povzročajo pomembne razlike v elektroenergetskih sistemih. Zaradi nesimetrije informacij regulatorjev glede na TSO-je regulatorji običajno ne »združujejo« opravičljivih stroškov, temveč pogosto računovodsko preverjajo, katere stroške, ki jih izkazujejo TSO-ji, lahko izločijo s področja reguliranih stroškov. Običajno regulatorji nalagajo TSO-jem zniževanje celotnih stroškov vsako leto.

Dodaten problem pri določanju stroškov predstavlja delitev stroškov na tiste, ki so povezani s prenosom električne energije med povezanimi elektroenergetskimi sistemi, imenujejo se horizontalni (oznaka T), in tiste, ki so posledica prenašanja električne energije od prenosnega omrežja, preko distribucijskega omrežja, do prevzemnikov oz. potrošnikov, imenujejo se vertikalni (oznaka za del, vezan na proizvajalce, je G, oznaka za del, vezan na prevzemnike in distributerje, je L). Nedvomno lahko k vertikalnim stroškom štejemo: stroške posameznih priključkov, stroške prenosne in distribucijske opreme ter stroške sistemskih storitev. Stroški, za katere ni mogoče določiti deleža vertikalnih in horizontalnih stroškov, so: stroški prenosnih daljnovodov, stroški izgub, stroški prezasedenosti (Haubrich & Fritz, 1999, str. 21-24, 69).

Vzroki za razlike v višini cen za uporabo omrežja za več evropskih držav so po mnenju Moharja in Bakiča (1999, str. 52) v načinu obračunavanja in predvsem v času uporabe tarifnega sistema, ki vpliva predvsem na povprečne prispevke za moč.

Montero, Pérez-Arriaga in Odériz (2001, str. 55) so na podlagi primerjave prenosnih tarif sedemnajstih evropskih držav ugotovili, da obstajajo utemeljeni razlogi za velike razlike v cenah za uporabo prenosnega omrežja med državami, še posebej: razlike v metodah določanja osnovnih sredstev prenosa in načinu porazdelitve stroškov med različne skupine uporabnikov prenosnih storitev. Avtorji potrjujejo, da stroški prenosnega omrežja bremenijo pretežno potrošnike. Stroški, ki bremenijo proizvajalce v različnih državah, ustvarjajo motnje v delovanju trga na debelo.

Rosellón (2003, str. 238-239, 264) ugotavlja, da spodbude za investiranje v dolgoročni razvoj prenosnega omrežja niso zadostne, kar ovira razvoj trga električne energije. Hkrati tudi ni zadostnega usklajevanja med investicijami v prenosno omrežje in proizvajalci. Podobno za ZDA ugotavlja Lien (2008, str. 12-13), in sicer, da je bilo v zadnjem desetletju prenosno omrežje dograjevano predvsem zaradi priključevanja novih proizvajalcev, medtem ko ni bila uresničena nobena investicija za povečanje učinkovitosti trga električne energije ali medregijske povezave. Avtor tudi ocenjuje, da plačila za odpravo prezasedenosti ne zadoščajo za prenosne investicije in da velike prenosne investicije odpravljajo prezasedenosti, kar ukinja plačila za odpravo teh prezasedenosti. Poskusi, da bi prenosne investicije v nekaterih delih ZDA obračunali tistim uporabnikom, ki bi imeli od njih največje koristi, so bili do sedaj neuspešni. Avtor navaja tudi, da sta razdrobljenost prenosnega omrežja in pomanjkanje

usklajevanja v ZDA povzročila, da se je v zadnjih tridesetih letih zgradilo bistveno manj prenosnega omrežja kot v državah z vertikalno integriranimi elektrogospodarskimi podjetji.

Vogelsang (2005, str. 7) zagovarja stališče, da regulacija cene, kombinirana s konceptom nadomestil, dosega boljšo alokacijsko in proizvodno učinkovitost kot izključno regulacija sama. Tudi dvodelne tarife so bolj učinkovite kot linearne, še posebej, če fiksni del tarife nima nikakršnih alokacijskih učinkov na potrošnike. Ker so vlaganja v kakovost visoka, prihaja do nasprotja med spodbudami za zniževanje stroškov in skrbjo za kakovost.

Za Veliko Britanijo je bilo ugotovljeno, da je regulatorju povzročala največ težav pri učinkoviti regulaciji odsotnost standardiziranega stroškovnega računovodstva (angl. *cost accounting*) in poročevalskih standardov (Joskow et al., 2005, str. 3).

Na cene električne energije in cene za uporabo prenosnega omrežja v državah, v katerih pokrivajo velik del potreb po električni energiji iz elektrarn na zemeljski plin, imata pomemben vpliv cena plina in lokacija elektrarn na plin (Morais & Marangon Lima, 2007, str. 712, 718). Odločitve o razvoju elektroenergetskega prenosnega omrežja so v takih državah povezane in morajo biti usklajene z razvojem plinskega prenosnega omrežja in z izgradnjo novih elektrarn na zemeljski plin. Avtorja sta tudi ugotovila, da je mogoče v obeh omrežjih uporabiti enake metode določanja cene za uporabo omrežja in da sta ceni za uporabo obeh omrežij med seboj odvisni.

Velika Britanija in Švedska imata precej več proizvajalcev na severu in precej več porabnikov na jugu, kar zahteva močno prenosno omrežje v smeri sever-jug. Švedska ima bolj razvito prenosno omrežje in zato manj omejitev kot Velika Britanija. Da bi oba systemska operaterja prenosnega omrežja zmanjšala obremenitve prenosa sever-jug, je pomemben del cene za uporabo prenosnega omrežja odvisen od lokacije. Metodi določanja cene za uporabo prenosnega omrežja sta v obeh sistemih zastavljeni tako, da nagrajujeta priključevanje potrošnikov na severu in predvsem, da nagrajujeta priključevanje novih proizvajalcev na jugu. S tem želita systemska operaterja znižati pretoke električne energije sever-jug in doseči bolj enakomerno razporeditev proizvajalcev in potrošnikov po celotnem ozemlju obeh držav.

### 5.2.1 Pravni in ekonomski razlogi za razlike v ceni za uporabo prenosnega omrežja

Na stroške prenosnega omrežja, kar se nato odraža v cenah za uporabo prenosnega omrežja, vplivajo (Haubrich & Fritz, 1999, str. 22):

- posredni oz. režijski stroški (angl. *overhead costs*),
- pogoji financiranja,
- zahtevana donosnost naložb in
- pravno, gospodarsko in zgodovinsko ozadje.

V državah v razvoju in v tranzicijskih državah so pogosto vlade določale cene omrežnih storitev, ki niso pokrivalo vseh stroškov in niso omogočale potrebnih investicij, ki bi sledile naraščajočim potrebam (Kessides, 2004, str. 2, 6). V nekaterih primerih so vlade vodile ekonomsko politiko tudi z določanjem cen omrežnih storitev, kar je vodilo v velike razlike v cenah med državami.

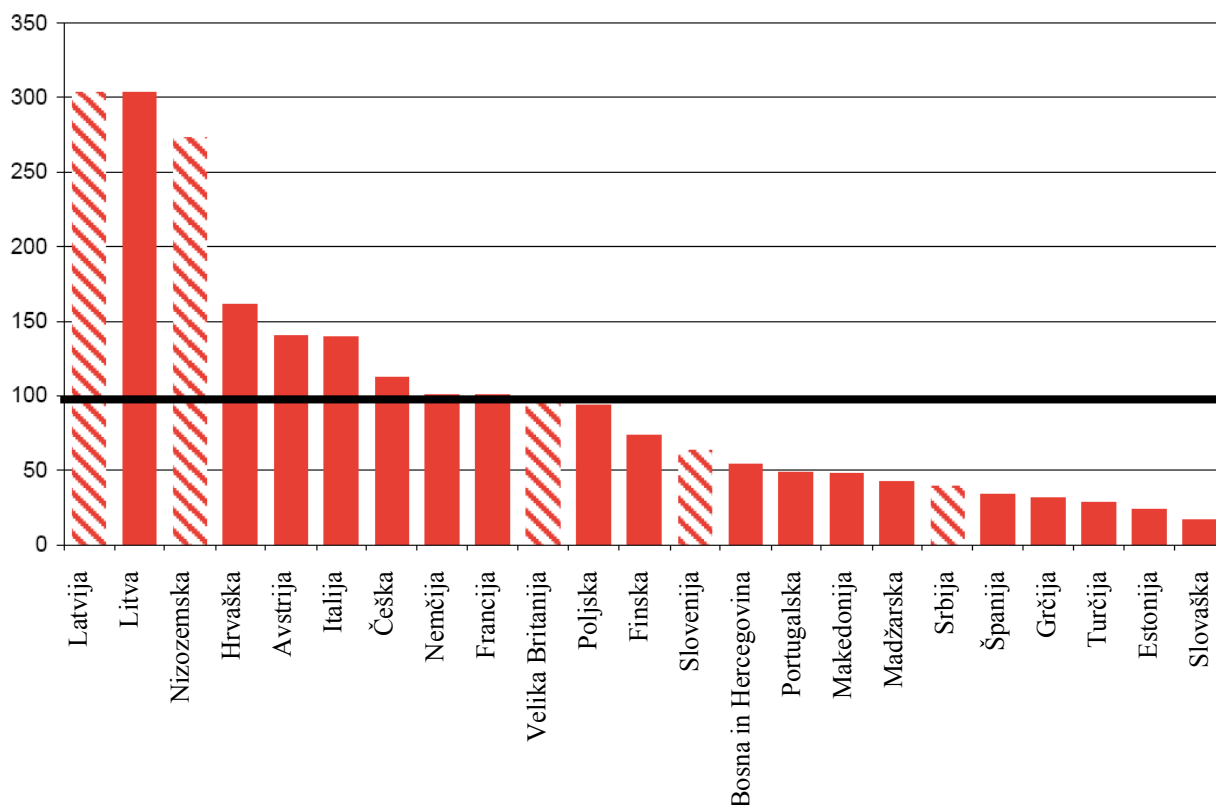
Med pomembnejše razloge, ki določajo metode za izračun cene za uporabo prenosnega omrežja v posamezni državi, štejemo tarifne sisteme, ki so bili v veljavi pred vzpostavitvijo trga električne energije. To je razumljivo iz dveh razlogov: prvi, ker so imeli operaterji pred odprtjem trga na voljo določen nabor merilnih podatkov, z uvedbo trga ni bilo mogoče takoj zagotoviti bistveno drugačnih podatkov, saj bi to zahtevalo obsežno zamenjavo merilne opreme, in drugič, ker ni bilo zaželeno drastično spreminjati navad porabnikov.

Prenosna omrežja so kapitalno bistveno manj zahtevna kot proizvajalci. Trditev potrjuje primerjava investicijske vrednosti dvosistemskega 400 kV daljnovoda med Beričevim pri Ljubljani in Krškem, dolžine 80 km in prenosne zmogljivosti čez 1.000 MVA ter vrednosti okoli 60 mio €, s šestim blokom Termoelektrarne Šoštanj, moči 600 MW, okvirno ocenjenih na milijardo €, ali s še sorazmerno dražjim drugim blokom Nuklearne elektrarne v Krškem, ki je ocenjen na več kot tri milijarde €. Investicijske vrednosti daljnovodov in termoelektrarn v RS so podobne kot v več evropskih državah, v katerih je velik del opreme nabavljen v tujini. Klub temu predstavljajo stroški kapitala v večini prenosnih sistemov pretežni del stroškov, ki jih mora pokriti cena za uporabo prenosnega omrežja. Stroški kapitala so povezani z razvitostjo finančnega sistema v državi, z obrestnimi merami, s pričakovanimi stopnjami donosnosti in z višino diskontne stopnje.



Na ceno za uporabo prenosnega omrežja vplivajo stroški kapitala, ki so sestavljeni iz amortizacije in donosnosti. V veliki večini držav je donosnost, ki je upoštevana v stroških kapitala prenosnega omrežja, nižja od donosnosti v večini tržnih gospodarskih dejavnosti in znaša nekaj odstotkov. Z razlikami v donosnosti zato ne moremo pojasniti celotnih razlik v cenah za uporabo prenosnega omrežja. Višina amortizacije je določena z vrednostjo osnovnih sredstev in z dobo nadomestitve osnovnega sredstva z novim. Doba nadomestitve osnovnega sredstva mora upoštevati dejansko življenjsko dobo naprav, ki je odvisna okoljskih pogojev obratovanja, kar je opisano v naslednjem poglavju. Življenjska doba daljnovodov, kot pomembnih delov prenosnega omrežja, je okvirno od petdeset do sto let, kar pomeni, da tudi s tem ni mogoče pojasniti celotnih razlik v ceni za uporabo prenosnega omrežja. Na podlagi navedenega lahko sklepamo, da največje razlike med državami v cenah za uporabo prenosnega omrežja povzročata vrednost daljnovodov in drugih naprav za prenos električne energije. Relativne vrednosti pretežno 400 kV daljnovodov na km prikazuje Slika 7 (Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data, 2007, str. 11-45). Študija sicer obravnava pretežno horizontalni del prenosnega omrežja, vendar ni razloga, da bi bilo mogoče vertikalni del prenosnega omrežja obravnavati drugače. Pri relativnih cenah daljnovodov je opazna zelo velika razlika med državami, ki presega desetkratni faktor. Daljnovodi vsebujejo železo in aluminij, za katera je cena določena na svetovnem tržišču, zato tudi s cenami surovin ni mogoče pojasniti tako velikih razlik med državami v ceni za uporabo prenosnega omrežja. Velike razlike med državami v vrednosti daljnovodov lahko pojasnimo le z razlikami v stroških gradbenih del, stroških odškodnin lastnikom zemljišč, stroških dela, stroških, ki so posledica okoljske zakonodaje in drugih stroških, ki so povezani z razmerami v posamezni državi, kar je razvidno tudi s Slike 7. V študiji so zbrani podatki mnogih evropskih regulatorjev. Med vsemi državami sta bili izbrani dve skupini držav, ki sta bili podrobneje obravnavani. V prvi skupini so bile sorodne države, ki imajo središčni položaj, so srednje velikosti in imajo precejšnje čezmejne pretoke: Češka, Francija, Nemčija in Švica. Njihov središčni položaj je tudi razviden s Slike 7, na kateri se te države nahajajo v srednji skupini glede na relativno ceno 400-kilovoltnega daljnovoda na km dolžine. V drugi skupini so bile države z večjimi odstopanji: Latvija, Nizozemska, Srbija, Velika Britanija in Slovenija. Njihov položaj na Sliki 7 je ali med državami z najvišjimi relativnimi cenami 400-kilovoltnega daljnovoda na km dolžine ali med državami z nizkimi relativnimi cenami.

Slika 7: Relativna cena 400-kilovoltnega daljnovođa na km za več evropskih držav leta 2005



Vir: Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data, 2007, str. 45.

Podrobnejša obdelava naštetih držav tudi potrjuje velika odstopanja v dolgoročnih povprečnih prirastnih stroških (angl. *long-run average incremental cost*, skr. LRAIC) druge opreme, kar je razvidno iz Tabele 10, v kateri so navedene relativne vrednosti glede na mediano za vsako vrsto opreme ob upoštevanju podatkov vseh anketiranih držav. Relativna mediana za vsako vrsto opreme je označena s 100. Tudi Tabela 10 potrjuje ugotovitve na podlagi Slike 7. Opremo v skupinah A, B in C v Tabeli 10 predstavljajo daljnovođi različnih nazivnih napetosti z razlikami med državami v dolgoročnih povprečnih prirastnih stroških v razmerju od 1:9 do 1:6. Razmerja dolgoročnih povprečnih prirastnih stroškov transformatorjev med državami v Tabeli 10 potrjujejo razmerja od 1:6 do 1:3. Ker sta ključni surovini za izdelavo transformatorjev železo in baker, ki jima cena določa svetovni trg surovin, tudi njuna cena ne vpliva ključno na dolgoročne povprečne prirastne stroške transformatorjev. Podatki v Tabeli 10 dokazujejo, da na dolgoročne povprečne prirastne stroške vplivajo dejavniki, ki so določeni z razmerami v posamezni državi, kot na primer strategija razvoja prenosnega omrežja, cena gradbenih del, stroški dela in stroški, povezani z izpolnjevanjem okoljskih omejitev.

Tabela 10: Dolgoročni povprečni prirastni stroški opreme (LRAIC) glede na mediano vseh anketiranih držav za vsako vrsto opreme v letu 2005

	Češka	Francija	Nemčija	Švica	Velika Britanija	Latvija	Nizozemska	Srbija	Slovenija
Oprema A	103,13	92,54	100,00	136,86	182,69	279,31	251,41	36,30	58,74
Oprema B	88,38	100,00	107,13	183,34	153,16		321,41	29,66	86,38
Oprema C	116,88	110,72	106,12		160,88	274,79	462,17	30,18	120,19
Oprema D		425,83							
Oprema E	195,60	43,69	114,68	189,20	33,43		47,17	40,30	215,65
Oprema F	107,12	95,61	132,70		85,98	137,37		46,42	125,73

Legenda: A – vodi nad 300 kV; B – vodi 220 kV do 300 kV; C – vodi pod 220 kV; D – enosmerni vodi; E – transformatorji med A in B; F – transformatorji višjih napetosti na C.

Vir: Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data, 2007, str. 15.

Strategija systemskega operaterja pri gospodarjenju s sredstvi (angl. *asset management*) določa zadostnost vračila sredstev (angl. *adequacy payment*), ki je določena z deležem v ceni za uporabo prenosnega omrežja, ki je namenjen nabavi nove opreme (Lorencin et al., 2007, str. 17). Zadostnost vračila pa je odvisna od velikosti in prostorske razširjenosti omrežja, od obremenitve in izrabljenosti sistema. Del cene za uporabo prenosnega omrežja je namenjen pokrivanju stroškov vzdrževanja, ki vključuje delo zaposlenih in storitve, ki jih opravljajo druga podjetja kot del vzdrževanja. V Transmission Annual Report for 2006-07 (2008, str. 6-7), ki ga je objavil Ofgem za poslovno leto 2006/2007 za prenos električne energije v Veliki Britaniji, so navedeni obvladljivi stroški obratovanja 241,4 milijona GBP, neobvladljivi stroški obratovanja 123,7 milijona GBP, ki skupaj predstavljajo dejanske celotne stroške obratovanja (angl. skr. OPEX za *total operating costs*) 365,1 milijona GBP in celotni stroški kapitala (angl. skr. CAPEX za *total capital expenditure*) 628,1 milijona GBP. Celotni stroški so tako sestavljeni iz 37 % za OPEX in 63 % za CAPEX. Jamasb in Pollitt (2007, str. 13) ugotavljata za distribucijo električne energije v Veliki Britaniji tehtanje (angl. *trade-off*) med OPEX-om in CAPEX-om. Na podlagi ugotovitev Ofgem-a, da ločeno nadziranje OPEX-a in CAPEX-a spodbuja operaterja, da optimira poslovanje tako, da doseže zase ugodnejši rezultat, priporočata celovito obravnavo in primerjavo celotnih stroškov systemskega operaterja.

## 5.2.2 Okoljski in tehnični razlogi za razlike v ceni za uporabo prenosnega omrežja

Tehnične lastnosti imajo pomemben vpliv na stroške prenosnega omrežja. Najpomembnejše so (Haubrich & Fritz, 1999, str. 22):

- gostota porabnikov,
- enotnost porabnikov in proizvajalcev, kar vpliva na dolžino prenosa med proizvajalci in porabniki,
- redundanca v topologiji (zazankanost omrežja in drugo),
- zmogljivost, povprečna starost in kakovost opreme,
- zahteve glede kakovosti električne energije ter
- tehnične lastnosti proizvajalcev in porabnikov.

Nasprotno pa na stroške na enoto nima vpliva velikost omrežja.

Strategija za reševanje problemov staranja elektroenergetskega prenosnega omrežja močno vpliva na stroške in torej na potrebna sredstva. Prezgodnja zamenjava stare z novo opremo pomeni skrajšanje njene življenjske dobe in izgubo sredstev. Prepozna zamenjava opreme pogosto pomeni povečevanje stroškov vzdrževanja in predvsem nizko zanesljivost opreme, kar povzroča dodatne stroške (Ageing of the System Impact on Planning Congestion, 2000, str. 4).

Med tehnične dejavnike, ki vplivajo na stroške, ki jih mora pokriti cena za uporabo omrežja, štejemo (Lorencin et al., 2007, str. 17-24, 27):

- predpise, ki določajo standarde vzdrževanja,
- predpise, ki zahtevajo določeno pogostost menjave opreme,
- posebna obdavčenja ob uporabi določene vrste opreme,
- prepovedi uporabe določene vrste opreme (na primer prepoved uporabe odklopnikov, ki vsebujejo žveplov heksafluorid).

Visoke temperature okolja, velika vlažnost zraka, sol v zraku, pogostost neviht in udarov strele predstavljajo okoljske vplive, ki skrajšujejo življenjsko dobo opreme. To pomeni, da je treba opremo bolj vzdrževati in tudi pogosteje zamenjati z novo, kar zahteva poviševanje potreb po sredstvih za nabavo nove opreme. To se dalje odraža v višji ceni za uporabo omrežja. Izkušnje v različnih državah dokazujejo, da je življenjska doba opreme v hladnejših klimatskih področjih daljša kot v toplih ali tropskih klimatskih območjih.

Klimatske razmere z veliko dežja in z ugodnimi rastnimi pogoji vplivajo na hitro rast rastlin, kar vpliva na zanesljivost daljnovidov in na pogostost sečnje drevja in grmovja v njihovi

bližini. To povzroča stroške, ki jih mora sistemski operater pokriti z obračunavanjem uporabe prenosnega omrežja. Na klimatskih območjih, na katerih so pogostejši vetrovi večjih hitrosti in pojavi žleda, je gradnja daljnovodov dražja, kar tudi vpliva na povečane potrebe po sredstvih.

Večja obremenitev opreme povzroča večje segrevanje in skrajševanje življenjske dobe opreme, to pa zahteva več vzdrževanja in pogostejšo zamenjavo opreme, kar tudi vpliva na višino sredstev, potrebnih za delovanje prenosnega omrežja. Stopnja obremenitve opreme je odvisna predvsem od strategije razvoja omrežja, standardov v zvezi z rezervami in temelji na dolgoletnih izkušnjah ter deloma tudi na tradiciji.

Možni razlogi za razlike med državami so (Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data, 2007, str. 22):

- okolje: razgibanost terena, gostota potrošnje, tehnični in načrtovalni standardi;
- učinkovitost: ekonomija obsega, ekonomija povezanosti, učinkovitost v procesu;
- dejavniki regulacije: način določanja vrednosti sredstev, način določanja povprečne življenjske dobe sredstev, stopnja dovoljenega povračila in dovoljena stopnja povračila.

### **5.3 Možnosti poenotenja metod v EU**

Harmonizacija cen ima za proizvajalce naslednje pomene: ni tako nujna, kot je nujna določitev skupnih načel povezanih sistemskih operaterjev, da ti ne obračunavajo stroškov uporabnikom iz drugih sistemov, saj to vpliva na dostopnost do prenosnega omrežja; proizvajalci so v različnih sistemih podvrženi različnim davkom, stroškom osebja in okoljskim dajatvam; harmonizacija pravil za alokacijo stroškov bi nujno povzročila spremembe nacionalnih metod določanja cene, kar je povezano s spreminjanjem zakonodaje (Haubrich & Fritz, 1999, str. 36-37, 83-85). Lokacija novih proizvajalcev ima velik vpliv na oblikovanje metod določanja cene za uporabo prenosnih omrežij. Transakcijske metode v zapletenih zazankanih omrežjih ne dajejo najboljših lokacijskih spodbud. Prevladuje prepričanje, da je »pošteno«, če so cene za prenos na večje razdalje višje kot za prenos na manjše razdalje.

Haubrich in Fritz (1999, str. 79, 102) sta na podlagi razprav predstavnikov članic ETSO-ja zaključila, da mora pretežni del cene za uporabo prenosnega omrežja temeljiti na netrancijski metodi in le manjši del na transacijski metodi. Avtorja pričakujeta, da bodo cene za proizvajalce precej nižje od cen za prevzemnike, nikakor pa ne pričakujeta, da bi bila celotna cena prenesena le na prevzemnike, saj nekateri sistemi nujno potrebujejo lokacijske signale za proizvajalce. V daljšem časovnem obdobju ni mogoče pričakovati poenotenja cen v Evropi v smislu evropske poštna znamke, kot si to želijo predstavniki prevzemnikov. Dodatni problem predstavljajo neželeni krožni tokovi, ki jih ni mogoče preprečiti in zmanjšujejo koristne pretoke moči med TSO-ji ter povzročajo dodatne izgube v prenosnem omrežju.

Montero, Pérez-Arriaga in Odériz (2001, str. 55) menijo, da je mogoče motnje na trgu na debelo izločiti ali vsaj zmanjšati z zmanjšanjem prenosnih obremenitev proizvajalcev ali jih zmanjšati na nič.

Nemško elektroenergetsko prenosno omrežje je razdrobljeno na več vertikalno organiziranih podjetij. V nekaterih pogledih so v Nemčiji opazni podobni problemi glede poenotenja cen za uporabo prenosnih omrežij, kot so opazni v večjem merilu v celotni Evropi. V letu 2002 sta Niederprüm in Pickhardt (2002, str. 142) za Nemčijo predlagala splošno znižanje cene prenosa, vzpostavitev regulatorja in oblikovanje neodvisnega systemskega operaterja (v nadaljevanju ISO) za celotno državo. ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007 (2008, str. 7, 12-18) dokazuje, da je Nemčija po cenah za uporabo prenosnega omrežja v letu 2007 razvrščena v sredino med obravnavanimi štiriindvajsetimi evropskimi državami. Z uveljavitvijo drugega paketa energetske zakonodaje 13. julija 2005 so bili v Nemčiji vzpostavljeni pogoji za delovanje energetskega regulatorja v okvirju Zvezne agencije za omrežja. Nemčija je od leta 2002 do leta 2009 izvedla več ukrepov, s katerimi je povečala neodvisnost štirih systemskih operaterjev, ki delujejo na njenem ozemlju. Kljub temu, da so systemski operaterji RWE, E-ON, EnBW in Vattenfall izvedli tudi določene ukrepe, ki jih zahteva tretji energetski paket, ki je v postopku sprejemanja v Evropskem parlamentu in Svetu, pa ni bilo izvedenih sprememb lastništva in ni prišlo do njihove združitve.

Regulator bi moral uporabnikom omrežja zagotoviti predvsem neomejen in pošten dostop. Vertikalno organizirana elektrogospodarska podjetja so prenosni del, vključno s prenosnim omrežjem, sicer oddvojila od preostalih tržnih dejavnosti, ni pa prišlo do povezovanja teh delov v samostojno podjetje za celotno Nemčijo. Oblikovanje ISO-ja avtorji utemeljujejo:

- s preprečitvijo oviranja konkurence vertikalno organiziranih podjetij,
- z dosego koristi zaradi ekonomije obsega,
- s poenotenjem in s poenostavitvijo dostopa do prenosnega omrežja in
- z znižanjem cene za uporabo prenosnega omrežja.

Novega združenega operaterja bi bilo nujno potrebno močno nadzirati, da ta ne bi zlorabljal moči naravnega monopola.

Možnosti za poenotenje v Evropi so majhne. To dokazuje tudi Slika 3, s katere je mogoče razbrati, da je bila celotna cena za uporabo omrežja na Danskem leta 2007 več kot desetkrat višja, kot je bila na Švedskem. Če upoštevam ceno, zmanjšano za druge regulirane stroške, se ta faktor razpona med najvišjo in najnižjo ceno približno za polovico zniža, kar je še vedno veliko.

Proces integracije reguliranih trgov v EU, ki se odvijajo s posredovanjem omrežij, bo vplival na delitev koristi od integracije med državami in med družbenimi skupinami. Avtor primerja trg bančnih storitev, telekomunikacij in električne energije. Integracija bo morala do določene mere omogočati državam svobodo pri vodenju lastne politike na naštetih področjih, medtem ko bo na nekaterih področjih nujno potrebno določiti stroga načela za vse države članice EU (Gual, 2007, str. 2, 5).

Za integracijo trgov je potrebno določiti splošna pravila, ki določajo standarde proizvoda ali storitve in standarde procesa izdelave proizvoda ali procesa priprave storitve. Avtor loči tri stopnje harmonizacije, in sicer (Gual, 2007, str. 6):

- popolno harmonizacijo,
- medsebojno priznanje ureditve regulacije in
- priznanje načela države gostiteljice.

V EU je bila dosežena harmonizacija za visoko tvegane proizvode, za ostale proizvode je bilo doseženo medsebojno priznanje ureditve regulacije in priznanje načela države gostiteljice za standarde procesa izdelave. Stanje harmonizacije na področju storitev je precej slabše. Včasih je za storitve dosežena stopnja medsebojnega priznanja ureditve regulacije, vendar pa je pri standardih priprave storitve še vedno prevladujoče načelo države gostiteljice, ki pogosto za domače in tuje malo regulirane storitve zahteva izpolnjevanje dodatnih pogojev. V mnoge

storitve je vključen velik delež dela, zato so v praksi omejitve pri storitvah velike (Gual, 2007, str. 6-7).

Pričakovane koristi od integracije trgov storitev so (Gual, 2007, str. 10):

- povečana konkurenca pomeni nižje cene in povečanje potrošnikove koristi,
- večji trg pomeni večjo učinkovitost, večjo ekonomijo obsega in povečano inovativnost,
- omejeni učinki porazdelitve koristi v družbi (angl. *limited distributional effects*),
- povečanje kakovosti storitev.

Regulirane storitve, ki se odvijajo s posredovanjem omrežij, v nadaljevanju jih imenujem omrežne storitve, imajo več ekonomskih in družbenopolitičnih posebnosti pri analiziranju, pogojih ter posledicah integracije. Nekatere posebnosti izhajajo že iz nastanka teh storitev, ki so bile pogosto oligopolistično urejene, s pogostimi intervencijami države, z zunanjimi učinki, z visokimi nepovratnimi stroški, s ceno, odvisno od števila uporabnikov, podvržene ekonomiji obsega, nujnemu usklajevanju in problemom prezasedenosti (Gual, 2007, str. 9-18). Za izvajanje omrežnih storitev je običajno potrebna kapitalsko intenzivna infrastruktura, ki predstavlja podlago za naravni monopol in s svojimi omejitvami vpliva na naravo konkurence pri storitvah. Za te storitve velja, da so v splošnem interesu, pri čemer so pogosta razhajanja o tem, kaj je osnovna storitev in njena dostopnost potrošnikom. Hkrati mnoge od teh storitev vlade obravnavajo kot strateške, kot je na primer neprekinjena dobava električne energije.

Gual (2007, str. 10-11) si je zastavil temeljno vprašanje, in sicer, zakaj je potrebno uskladiti trge omrežnih storitev in ali to vodi k povečanju blaginje. Za te storitve potrošnikov presežek ni določen le s končno ceno, temveč tudi s kakovostjo. Poleg tega integracija trgov storitev lahko pripelje do močnih prerazporeditvenih posledic čez državne meje in celo do koncentracije ponudnikov omrežnih storitev le v nekaj državah. Avtor zato opozarja na izjemno previdnost pri procesih integracije trgov omrežnih storitev, saj je to povezano s standardi storitev in s standardi procesov priprave storitev. Obstaja tudi nevarnost, da bi posamezne države z uvajanjem določenih načel regulacije omogočile boljši položaj domačim konkurentom na skupnem trgu. Pomembni so ustrezen regulatorni okvir za integriran trg, močna družbena in politična podpora teh dejavnosti ter zaščita interesov posameznih držav.



Da bi bila integracija tovrstnih trgov v EU uspešna, Gual (2007, str. 11) predlaga kombinacijo metod harmonizacije, pri čemer je treba:

- upoštevati posebnosti posamezne dejavnosti,
- upoštevati ključne cilje integracije,
- doseči poenotenje trga,
- dovoliti fleksibilnost poti do integracije in
- spoštovati lokalne posebnosti.

Razmerja med strategijami in cilji integracije so razvidna iz Tabele 11. Izbira strategije integracije za posamezno vrsto storitve je odvisna od pomembnosti cilja za to storitev. Načelo države gostiteljice pomeni, da velja enaka zakonodaja za domače in tuje udeležence na trgu v določeni državi.

*Tabela 11: Strategije in ključni cilji integracije*

		Strategije integracije		
		načelo države gostiteljice	medsebojno priznavanje ureditve regulacije	popolna harmonizacija
Ključni cilji integracije	Preprečevanje regulatorne togosti	da	da	ne
	Poenotenje trga	ne	da	da
	Spoštovanje lokalnih posebnosti	da	ne	ne

*Vir: Gual, Integrating regulated network markets in Europe, (2007), str. 11.*

Gual (2007, str. 12) je regulacije omrežnih storitev razdelil v dve skupini, in sicer v:

- regulacije, ki vplivajo na obnašanje ponudnikov storitev, med katere šteje: tehnične in druge proizvodne standarde ali regulativo; tržno moč; čezmejne povezave;
- regulacije, ki vplivajo na strukturo trga, med katere šteje: omejitve pri vstopu v panogo; omejitve pri vertikalnem povezovanju; omejitve pri horizontalnem povezovanju in lastništvu; dostop do infrastrukture; združitve in državne pomoči.

Na področju električne energije je na nivoju EU dosežena nizka stopnja integracije zaradi ohlapnih načel regulacije v posameznih državah članicah in nedoločenosti prioritet, ki je omogočila prednost nekaterim podjetjem na skupnem trgu ter zaradi prešibkih fizičnih povezav med prenosnimi omrežji držav članic EU. Odpiranje trga se je povsod odvijalo postopoma, za večje porabnike najprej, nato za končne porabnike. Ključna pravila še vedno v veliki meri določa zakonodaja držav članic EU. Dodatne razloge za počasno integracijo v

skupni trg električne energije predstavljajo različni viri primarne energije ter politični in strateški interesi držav članic EU (Gual, 2007, str. 16-18). Stopnjo integracije trga električne energije prikazuje Tabela 12.

Tabela 12: Stopnja integracije trga električne energije

Električna energija	Metoda integracije	Opombe
<b>regulacije, ki vplivajo na obnašanje ponudnikov storitev</b>		
tehnični in drugi proizvodni standardi ali regulativa	načelo države gostiteljice (z nekaj omejitvami)	omejitve (časovne) pri dinamiki liberalizacije
tržna moč	načelo države gostiteljice	
čezmejna povezava	(omejena) harmonizacija	omejene fizične povezave
<b>regulacije, ki vplivajo na strukturo trga</b>		
omejitve pri vstopu v panogo	načelo države gostiteljice	
omejitve pri vertikalnem povezovanju	načelo države gostiteljice (z nekaj omejitvami)	nekaj vertikalnih omejitev (pri ločevanju, toda ne pri skupnih pravilih lastništva)
omejitve pri horizontalnem povezovanju in lastništvu	načelo države gostiteljice	predmet skupne konkurenčne politike, brez omejitev za lastništvo nad plinskim in elektroenergetskim omrežjem
dostop do infrastrukture	načelo države gostiteljice (z nekaj omejitvami)	ohlapne omejitve pri dostopu tretje strani in reorganizaciji trga na debelo
združitve in državne pomoči	medsebojno priznavanje ureditve regulacije (z mnogimi omejitvami)	državne pomoči javnim podjetjem in zlate delnice

Vir: Gual, *Integrating regulated network markets in Europe*, (2007), str. 16.

Korak v smeri poenotenja metod v Evropi predstavlja študija Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data (2007, str. 11), ki za primerjavo med različnimi operaterji prenosnega omrežja predpostavi naslednje lastnosti:

- življenjska doba sredstev je 40 let,
- standardizirana nominalna stopnja donosa je 10-odstotna in
- letni obratovalni stroški so 2 % vrednosti aktiviranega osnovnega sredstva. (angl. *gross asset value*).

Na trgu električne energije je potrebna nadaljnja harmonizacija. Do sedaj je bila dosežena največja integracija na trgu na debelo. Ob povečanem pritisku k integraciji in z ojačitvami povezav med prenosnimi omrežji držav članic bi bilo mogoče povečati konkurenco med proizvajalci pri dobavi velikim potrošnikom. Na področju električne energije je potrebno posvetiti največ pozornosti poenotenju trga ob upoštevanju lokalnih posebnosti.

## 5.4 Smernice za dopolnitev metode v Sloveniji

Primerjava cene za uporabo prenosnega omrežja v Sloveniji s cenami v obravnavanih državah, in sicer v Avstriji, na Češkem, v Veliki Britaniji, na Nizozemskem in Švedskem ter v drugih evropskih državah, potrjuje, da je cena v Sloveniji med nižjimi v Evropi.

Poslovni rezultati podjetja Elektro-Slovenija, d. o. o. v zadnjih letih dokazujejo, da so bili prihodki v tem obdobju glede na aktivnosti, ki so se izvajale, zadostni za izvajanje gospodarske javne službe sistemski operater prenosnega omrežja. Ugodni rezultati pa so posledica dveh okoliščin, ki kažeta boljše stanje od dejanskega. V zadnjem obdobju je imelo podjetje Elektro-Slovenija solidne prihodke od oddajanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti predvsem na meji z Italijo, kar je zmanjševalo potrebo po pokrivanju stroškov iz prihodkov od izvajanja dejavnosti znotraj RS. Razmere se lahko močno spremenijo s spremembo razmerij med cenami primarnih energentov ali z izgradnjo jedrskih elektrarn v Italiji, ki lahko močno zmanjša prihodke podjetja Elektro-Slovenija od oddajanja čezmejne prenosne zmogljivosti na meji z Italijo.

Primerjava Načrta razvoja prenosnega omrežja v RS od leta 2007 do 2016 (2007), Načrta razvoja prenosnega omrežja v RS od leta 2005 do 2014. (2005) in Načrta razvoja prenosnega omrežja v RS od leta 2003 do 2012 Povzetek februar 2004 (2004) kaže, da ni bilo uresničenih več investicij v prenosno omrežje ali pa so pri tem nastale daljše zamude. Zaradi tega so bila potrebna nižja sredstva, kar je povzročilo navidezno dobre poslovne rezultate. Kdaj bo graditev prenosnih objektov sproščena, ni mogoče napovedati zaradi pogostih sprememb zakonodaje, visokih okoljskih zahtev in nepredvidljivosti lokalnih skupnosti, ki pogosto nasprotujejo gradnji nujno potrebnih elektroenergetskih prenosnih objektov. Javna agencija RS za energijo s svojimi predpisi sicer do določene mere omogoča rezervacijo sredstev iz predhodnih let za leta, ko bo obseg investicij močno povečan, vprašanje pa je, ali bo pri sprostitvi investicij mehanizem zagotovil zadostna sredstva za izvedbo načrtovanih investicij. Glede na sedanje stanje spremembe v metodi določanja cene za uporabo prenosnega omrežja za prevzemnike niso nujne.

V RS sedaj plačujejo ceno za uporabo prenosnega omrežja le prevzemniki. Metoda ne vsebuje lokacijskih signalov za proizvajalce. Ker je pretežna večina proizvajalcev električne energije v vzhodnem delu Slovenije, to pomeni stalno obremenjevanje prenosnega omrežja iz vzhoda proti zahodu in več težav pri zagotavljanju stabilnega in zanesljivega obratovanja. Zaradi tega bi bilo smiselno preveriti možnost dopolnitve obstoječe metode, ki bi ustvarjala lokacijske signale za proizvajalce. Koristno bi bilo določiti spodbude za priključevanje novih proizvajalcev v zahodnem delu Slovenije. Enostavna bi bila na primer uporaba dveh con. Priključevanje novih proizvajalcev v zahodni coni bi moralo biti ugodnejše kot priključevanje v vzhodni. Priključitev novih proizvajalcev na vzhodnem delu RS bi dodatno obremenila že sedaj močno obremenjeno povezavo vzhod-zahod, najbolj med Podlogom blizu Celja in Beričevim pri Ljubljani. S tako metodo bi morala biti spodbujena gradnja na primer nove elektrarne na plin bolj v Kopru kot v Kidričevem.

## **6 MOŽNOSTI RAZVOJA IN UPORABE METOD DOLOČANJA CENE ZA UPORABO PRENOSNEGA OMREŽJA**

### **6.1 Možen razvoj prenosnih omrežij**

Devezas, LePoire, Matias in Silva (2008, str. 4) predvidevajo, da bo ena od ključnih usmeritev za celotno energetiko povečevanje izkoristka pri uporabi primarnih goriv. Kljub temu, da se bosta deleža obnovljivih virov in jedrske energije povečevala, bosta nafta in plin ohranila pomembno vlogo celotno 21. stoletje. Elektrarne na obnovljive vire in jedrske elektrarne so odvisne od lokacije, ki običajno ni enaka lokaciji potrošnje, zato bo nujno potrebno razvijati elektroenergetska prenosna omrežja.

Gellings in Lordan (2004, str. 76, 80) soglašata z napovedjo Electric Power Research Institute (v nadaljevanju EPRI) glede razvoja elektroenergetskih omrežij na naslednjih področjih:

- avtomatizacija omrežja,
- okrepitev komunikacij za vodenje elektroenergetskega sistema,
- distribuirana proizvodnja in razvoj tehnologije shranjevanja električne energije,
- nadaljnji razvoj močnostne elektronike,

- razvoj učinkovitejših tehnologij uporabe električne energije ter
- komunikacija z uporabniki omrežij.

Napovedan tehnološki razvoj bo povečal moč in prožnost omrežja za preskrbo z električno energijo.

Razvoj telekomunikacij bo z daljinskim merjenjem in z nadzorom razpršene potrošnje pomembno vplival na vodenje elektroenergetskega sistema. Elektroenergetska omrežja bo mogoče uporabiti tudi za prenos informacij. Napovedan je razvoj inteligentnih infrastruktur, ki bodo omogočale večjo učinkovitost delovanja, večjo zanesljivost in optimalno proizvodnjo. Pričakuje se, da bodo nove tehnologije zmanjšale izgube predvsem v elektroenergetskih distribucijskih omrežjih. Vrste in velikosti elektrarn, posebno še iz obnovljivih virov, ter lokacije rezervnih klasičnih elektrarn bodo pomembno vplivale na rast prenosnega omrežja. Razvoj distribuirane proizvodnje bo nekoliko zmanjšal potrebe po rasti prenosnih omrežij. Vlaganja v rast in posodabljanje obstoječih elektroenergetskih omrežij do leta 2030 so za celoten svet ocenjena na 130 milijard €. (Infrastructure to 2030 Telecom, Land Transport, Water and Electricity, 2006, str. 24, 26, 32, 38).

Blauvelt (2006, str. 42) napoveduje nove prenosne povezave med obstoječimi povezanimi elektroenergetskimi sistemi tako, da bodo povezani sistemi pokrivali celotne celine, kot na primer povezava UCTE z Rusijo in s severno Afriko in povezave od Kanade do Mehike. Povezave bodo povečale učinkovitost in zanesljivost sistemov, znižale stroške in omogočile tranzite na še večje razdalje.

Komisija evropskih skupnosti je določila prioriteto prenosnih objektov, ki so vitalnega pomena za EU in ki bodo povečali povezanost elektroenergetskega prenosnega omrežja celotne EU (Priority Interconnection Plan, 2007, str. 8-10).

Wetzer, Petrov in Vaessen (2007, str. 18-19) napovedujejo, da bodo evropska elektroenergetska omrežja izpostavljena zahtevam po priključevanju zelo velikih enot in sočasno distribuirane proizvodnje tudi iz obnovljivih virov z velikimi nihanji v moči, kar bo močno povečalo zahtevnost vodenja omrežja. Potrošniki bodo nadzorovali svojo porabo in bodo imeli stalen dostop do informacij o storitvah in njihovih cenah. Na področju tehnologije

predvidevajo razvoj novih cenejših in zmogljivejših materialov, enosmerne prenose z nižjimi izgubami, shranjevanje električne energije in razvoj prenosa od elektrarn na morju do obale.

## 6.2 Vzpostavljanje pogojev za razvoj metod

V državah v razvoju in v tranzicijskih državah je v procesu prestrukturiranja in privatizacije prišlo do nekaterih odstopanj od optimalnega obračunavanja cene za uporabo omrežja in do zanemarjanja ekonomske učinkovitosti. Predvsem cenovna diferenciacija in fleksibilnost pri konkurenčni cenovni politiki (angl. *competitive pricing flexibility*) nista bili uporabljeni dovolj. V teh državah je nujno potrebno najprej povečati blaginjo in zagotoviti zadostne prihodke in nato postopoma preiti na stroškovno učinkovite cene. Neučinkovita cenovna politika je problem tudi v industrijsko razvitih državah (Kessides, 2004, str. 269-270).

Nujna je večja izmenjava podatkov med prenosnim podjetjem in regulatorjem in nujno je več usklajevanja med pomembnimi deležniki pri načrtovanju omrežja (Impact of Regulatory Environments on Investment Decisions and Transmission, Brochure 327, 2007, str. 32). Potrebno je zagotoviti tudi več podatkov s strani uporabnikov prenosnega omrežja, kar bo omogočilo poznavanje natančnejših lastnosti uporabnikov, in njim bolj prilagoditi tudi metode izračuna cene za uporabo omrežja.

Rossignoli, Paravalos in Besser (2005, str. 18-23) so prepričani, da je prenos nujen pogoj za delovanje trga električne energije in ne tržna dobrina ter je zato potrebno zagotoviti zadostne investicije in okrepitev prenosa. Prenos je ključna infrastruktura, ki omogoča delovanje katerekoli oblike trga električne energije. Tako stališče je v Evropi prevladujoče. Modeli, ki upoštevajo prenos kot tržno dobrino, kot na primer modeli s finančnimi prenosnimi pravicami (angl. *financial transmission rights*) v ZDA, in ne kot spodbujevalca trga, bodo sedanje probleme še povečali. V ZDA se potrošniki soočajo z izbiro ali plačevati za razširitev prenosne infrastrukture ali plačevati višje cene za dobavo električne energije. Oblikovanje prenosnega podjetja, ki bo imelo v lasti prenosno omrežje, obratovalo in z njim gospodarilo na velikem območju, je po mnenju avtorjev idealna oblika. V ZDA je nujna horizontalna integracija lastništva in obratovanja prenosa v neodvisno prenosno podjetje, s čimer bi povečali investicije v prenosno omrežje. Taka ureditev bi omogočila učinkovito načrtovanje,

alokacijo in povrnitev stroškov, sodelovanje države pri umeščanju prenosnih objektov v prostor, ustrezne spodbude za nove prenosne investicije in neodvisnost prenosnega podjetja.

Komisija evropskih skupnosti je med šestimi strateškimi cilji določila tudi zaokrožitev notranjega evropskega trga električne energije. Za doseg tega cilja je treba uskladiti kodeks evropskega omrežja, ustanoviti evropski regulator na področju energije, formalno povezati evropske TSO-je in ojačati elektroenergetske prenosne povezave med članicami na najmanj 10 %. Vsi naštetih cilji bodo vplivali na pogoje za določanje cene za uporabo prenosnega omrežja v državah članicah EU (Zelena knjiga Evropska strategija za trajnostno, konkurenčno in varno energijo, 2006, str. 6-8).

Kristiansen in Rosellón (2006, str. 167, 187) predlagata model za razširitev prenosnega omrežja s pomočjo dolgoročnih finančnih prenosnih pravic (angl. *long-term financial transmission rights*, skrajšano LTFTR), ki upošteva krožne tokove. Pristop s finančnimi prenosnimi pravicami je uzakonil FERC v ZDA z namenom čim boljše izrabe prenosnega omrežja in obvladovanja njegovih lokalnih prezasedenosti. Finančne prenosne pravice so finančni instrument, ki njihovemu lastniku podeljuje pravico do deleža sredstev, zbranih z dodeljevanjem prenosa v prezasedenih povezavah. S temi pravicami se lahko trguje na dnevnem trgu ali se jih unovči za poravnavo obveznosti iz prezasedenosti. Z dolgoročnimi pravicami je mogoče trgovati na terminskih trgih. TSO naj bi uporabil postopek, s katerim bi določil nagrado za prirastek dolgoročnih finančnih prenosnih pravic (LTFTR) in posledično ugodnosti za investitorja. Pri novi metodi bo potrebno še preučiti, kako doseči učinkovito sočasno delovanje reguliranih in komercialnih (angl. *merchant*) investicij v povezanem prenosnem omrežju. Rosellón (2006, str. 3012) trdi, da bi bila najboljša institucionalna oblika za povečanje mehiškega prenosnega omrežja eno prenosno podjetje, ki bi obračunavalo storitev po enotni ceni po celotni Mehiki. Avtor v tem primeru predlaga uporabo druge najboljše rešitve, in sicer sočasno kombinacijo gradnje komercialnih krajših prenosnih povezav s strani zasebnikov in gradnje daljših prenosnih povezav s strani reguliranega podjetja po modelu spodbud. Glede na topologijo mehiškega omrežja avtor predlaga uporabo metode dolgoročnih finančnih prenosnih pravic (metode LTFTR) znotraj regij in uporabo načela cenovne kape za zagotovitev sredstev za gradnjo povezav med regijami.

Blauvelt (2006, str. 42) iz Velike Britanije napoveduje nujno potrebno povečanje investicij v prenos, oblikovanje celovitih storitev za potrošnike in oblikovanje pogodb za vzdrževanje

skozi celotno življenjsko dobo objektov. Avtor tudi navaja, da je Komisija evropskih skupnosti določila seznam več kot 50 prenosnih projektov, ki so nujni za zagotavljanje zanesljivosti in za delovanje notranjega trga električne energije, kar dokazuje potrebo po razvoju učinkovitih metod za določanje cene za uporabo prenosnega omrežja, ki bodo omogočale te investicije.

Blumsack, Apt in Lave (2006, str. 16-17) ocenjujejo, da prestrukturiranje ni prineslo koristi porabnikom. Njihova regresijska analiza ne kaže statistično pomembne razlike v ceni za industrijo med reguliranimi in dereguliranimi zveznimi državami v ZDA.

Gual (2007, str. 18) ocenjuje, da bo nadaljnja harmonizacija v EU vplivala tudi na metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja v državah članicah EU. Za doseg nadaljnje integracije trgov električne energije držav članic EU v skupni trg bo nujna harmonizacija mehanizmov za določanje ključnih reguliranih stroškov in ohranjanje načel države gostiteljice, vključno z nekaj omejitvami na nekaterih občutljivih segmentih trga posamezne države.

Davis (2008, str. 4) ne zaupa odprtemu trgu električne energije temveč verjame, da je nujna regulacija. Podobno tudi ameriški avtor Trebing (2008, str. 469, 475) ocenjuje, da ekonomska regulacija elektroenergetskih podjetij ni dosegla znižanja cen, potrošnikom ni povečala izbire in ni izboljšala lastnosti infrastrukture. Avtor zagovarja nujnost povratka k institucionalnemu modelu regulacije, ki mora določiti standarde za omrežne storitve. Predlaga, da bi prenosno omrežje v ZDA ponovno postal reguliran skupni posrednik.

V zadnjem času je mogoče v Evropi zaslediti več informacij o nakupih distribucijskih omrežij s strani prenosnih podjetij. Tovrstno povezovanje pomeni združevanje običajno reguliranih dejavnosti, ki sta sicer po smeri prenosa električne energije povezani zaporedno, vendar pa sta po naravi storitev sorodni. Tudi s strani prevzemnika je tovrstna ureditev smiselna, saj zanj ločitev prenosa in distribucije ni pomembna oz. je pomembna le, če bo zaradi tega zanj cena storitve nižja. Povezovanje odpravi tudi težave ločevanja med prenosom in distribucijo glede odgovornosti in zagotavljanja prihodkov, kar bo vplivalo tudi na metode določanja cene za uporabo elektroenergetskega omrežja.



### 6.3 Možnosti uporabe novih metod

Kessides (2004, str. 272-277) priporoča večjo cenovno diferenciacijo potrošnikov glede na njihovo povpraševanje po energiji, s katero bi povečali ekonomsko učinkovitost in družbeno enakost. Nove metode bodo morale bolj upoštevati sedaj obravnavane zunanje stroške in omogočiti zbiranje zadostnih prihodkov, ki bodo omogočili razvoj elektroenergetskih omrežij. Nujno potrebno je povečati konkurenčnost in neoviran dostop novih proizvajalcev do elektroenergetskega omrežja, tudi do ozkih grl, ki jih pogosto izrabljajo operaterji za diskriminacijo uporabnikov omrežij. Regulatorji morajo skrbeti, da bodo cene dostopa do omrežja omogočale zadosten razvoj omrežja ali vsaj pokrivalo dolgoročne prirastne stroške, a hkrati ne bodo previsoke, da bi ovirale vstop novih ponudnikov na trg električne energije. Avtor na podlagi učinkovite razdelitve cene po sestavinah in uporabe cenovne kape priporoča razvoj kombinirane metode s ciljem doseči proizvodno in alokacijsko učinkovitost.

Keller in Wild (2004, str. 243, 246-247, 250) trdita, da je tudi po ločitvi vertikalno organiziranega podjetja v tržno delujočo proizvodnjo in reguliran prenos nujno medsebojno usklajevanje za zagotavljanje preskrbe z električno energijo. Lokacija proizvodnje vpliva na ozka grla v omrežju. Investicije v prenosno omrežje vplivajo na dobiček proizvajalcev in obratno. Ugotavljata, da je sedaj ključni problem prenizko investiranje v omrežje. Ocenjujeta, da je bolje usklajevati dejavnosti vseh zainteresiranih strani, kot pa se preveč zanašati na delovanje trga. Soodvisnost med investicijami v prenos in proizvodnjo so potrdili tudi Bugten, Bråten in Hoff (2008, str. 1-7).

Modeli nakazujejo, da pravice, ki izhajajo iz fizičnih zmogljivosti vodov, dajejo pravilnejše signale trgu, zmanjšujejo tržno moč in negotovost glede prezasedenosti, kot jih dajejo finančne prenosne pravice ali odsotnost teh pravic (Kench, 2004, str. 187, 202).

Joskow, Killian E. in Killian J. (2005, str. 67) ocenjujejo, da se je metoda cenovne kape od prvotne usmeritve v zniževanje stroškov sedaj preusmerila predvsem v smer spodbujanja investicij in kakovosti storitev.

Cenovna politika bo odločilno vplivala na izbiro goriv in obseg investicij v omrežje. V mnogih državah je očitno, da sedanje spodbude za gradnjo prenosnega omrežja ne zadoščajo.

Prenosno omrežje je omogočilo konkurenco, kljub temu pa udeleženci na trgu, ki so s tem največ pridobili, koristi ne delijo z lastniki omrežij. Regulatorji bodo nujno morali dovoliti povečati prihodke za omrežne storitve, tako da bo mogoče z njimi dosegati enake donose kot v drugih gospodarskih dejavnostih, kar bo šele spodbudilo lastnike omrežij k širitvi. Izpolnjevanje okoljskih zahtev bo povzročilo močno povišanje stroškov. Metode določanja cene za uporabo omrežja bodo morale vsebovati tudi mehanizme za učinkovito obvladovanje tveganj. Državna regulacija bo imela strateško vlogo pri določanju družbene, okoljske in davčne politike. Prenos in distribucija bosta tudi v prihodnje ostala regulirana naravna monopola, pri čemer bo nujno potrebno zagotavljati zadostne spodbude za razvoj omrežja. Analize velikih razpadov omrežij v več državah članicah OECD so potrdile ocene, da prenosna omrežja niso dovolj razvita in da so nujne nove investicije v ta omrežja, posebej še v sisteme za učinkovit nadzor in vodenje sistema v realnem času (Infrastructure to 2030 Telecom, Land Transport, Water and Electricity, 2006, str. 42-44, 46-47, 173, 175).

Prenos in distribucija električne energije bosta tudi v prihodnje ostala gospodarsko področje z relativno nizkim tveganjem z donosi, zaščitenimi pretežno z regulacijo. Cene bodo morale dajati lokacijske signale za zniževanje izgub, najprej se bo povečala uporaba conske metode, kasneje pa vozliščne metode določanja izgub in stroškov omrežja. Pri določanju cene za uporabo prenosnega omrežja bo potrebno upoštevati optimum sistema. Zaradi izgub v prenosnem omrežju obratovanje proizvodnih enot z najnižjimi stroški ne pomeni nujno tudi obratovanja celotnega sistema s najnižjimi stroški. Cene v vozliščih bodo morale upoštevati tudi stroške izgub zaradi krožnih tokov (Infrastructure to 2030 Mapping Policy for Electricity, Water and Transport. Volume 2, 2007, str. 252, 258, 260-266).

V poglavju 2 je obravnavanih več metod, ki sedaj še niso v uporabi, temveč so le teoretično razvite. Za metodo, ki temelji na optimizaciji s pomočjo Aumann-Shapley-eve teorije kooperativne igre, so avtorji Junqueira et al. (2007, str. 1532-1545) navedli, da le-to preučuje regulator in da bo verjetno uporabljena v Braziliji. Morais in Marangon Lima (2007, str. 718) za Brazilijo, pri obravnavi novih termoelektrarn predlagata kombinirano metodo določanja cene za uporabo plinovodnega in elektroenergetskega prenosnega omrežja. Metode določanja cene prenosnih storitev, ki vključujejo lokacijske signale, so primernejše. Na podlagi primerjave več modelov sta avtorja ugotovila, da je, če ni mogoče določiti točka-točka transakcije, najprimernejša metoda Aumann-Shapley-eve alokacije, ki temelji na teoriji kooperativne igre.

Ruiz in Contreras (2007, str. 136, 143) zaradi prenizkih investicij v prenosno omrežje predlagata uporabo teorije iger za alokacijo stroškov investicij v prenosno omrežje med udeleženci na trgu električne energije. Metoda upošteva fizikalne in ekonomske učinke nove prenosne zmogljivosti ter določa spodbude vseh udeležencev na trgu, in sicer glede na povečanje družbene blaginje, predhodne prispevke sodelujočih in vplive sodelujočih na odločitve za novo zmogljivost. S teorijo kooperativne igre in s podobnim pristopom kot predhodna avtorja so Sore, Rudnick in Zolezzi (2006, str. 1484) določili skupno prenosno omrežje, dobavitelje in prevzemnike na trgu električne energije s prostim dostopom do omrežja.

Rosellón in Weight (2007, str. 1, 3, 24) za Evropo predlagata uporabo kombinacije dveh pristopov za širitev prenosnega omrežja: pristopa komercialnih (angl. *merchant*) finančnih prenosnih pravic in reguliranega pristopa. Dolgoročne finančne prenosne pravice (angl. *long-term financial transmission rights*, skrajšano LTFTR) so določene z avkcijami neodvisnega systemskega operaterja (angl. *independent system operator*). Ta pristop je tržen in sodelovanje na avkcijah je prostovoljno. Finančne prenosne pravice so finančni instrument, ki njihovemu lastniku podeljuje pravico do deleža sredstev, zbranih z dodeljevanjem prenosa v prezasedenih povezavah. S temi pravicami se lahko trguje na dnevnem trgu ali se jih unovči za poravnavo obveznosti iz prezasedenosti. Reguliran pristop izvaja reguliran systemski operater prenosnega sistema, ki skrbi tudi za razvoj omrežja tako, da odpravi prezasedenosti v prenosnem omrežju. Metodo spodbud, imenovano Hogan-Rosellón-Vogelsang, ki temelji na točka-točka transakcijah in finančnih prenosnih pravicah, sta preverila in potrdila njeno primernost glede na različne topologije omrežja. Metoda ustrezno rešuje problem krožnih tokov v zazankanem prenosnem omrežju. Na modelu Francije, Nemčije in Beneluksa sta prikazala, da prvotni sistem cen v vozliščih, ki so pod vplivom ozkih grl, z uporabo te metode konvergira v smeri skupnega nivoja cen, ki predstavljajo mejne stroške proizvodnje.

Nagel in Rammerstorfer (2008, str. 25) predlagata, da naj regulator kombinira metodo cenovne kape s konceptom investicijskih spodbud.

Na podlagi strokovnih člankov opažam dva trenda. Ameriški, ki ni tako izrazit in enoten, ki predstavlja tržni pristop z večjim ali manjšim delom regulacije prenosnih storitev, pri katerem je možno zaznati vsaj delno usmerjanje v kombinacijo obeh pristopov. Ameriški pristop

temelji na izhodišču, da je tudi prenos mogoče vsaj deloma obravnavati kot tržno dejavnost. Drugi trend je evropski in je usmerjen v izpopolnjevanje sedanjih metod regulacije ali v uporabo novih metod regulacije. Evropski pristop temelji na izhodišču, da je prenos električne energije reguliran naravni monopol, ki je pogoj za delovanje trga električne energije.

Metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja niso dolgo v uporabi, še vedno so na stopnji razvoja in iskanja čim primernejše za določeno okolje. Na področju prenosa je mogoče zaznati povečevanje zajema, obdelave in uporabe tehničnih podatkov in njihovega ekonomskega vrednotenja ter vključevanje le-teh v izračune cene za uporabo prenosnega omrežja. Zaznati je tudi vse večjo diferenciacijo storitev prenosa in drobljenje v posamezne delne storitve in njihovo ekonomsko vrednotenje. Z vse podrobnejšo delitvijo storitve prenosa se povečuje standardizacija storitev, kar prispeva k povečevanju ekonomske učinkovitosti, utemeljenosti in primerljivosti med različnimi metodami ter med elektroenergetskimi sistemi. Kljub povečevanju razdrobljenosti prenosnih storitev pa je harmonizacija cen za prenosne storitve med evropskimi državami še vedno precej nizka.

Dolgoročno v Evropi pričakujem povečevanje ekonomske in tehnične učinkovitosti prenosnega omrežja. Učinkovitost bo spodbujena zaradi želje uporabnikov prenosnega omrežja po čim nižji ceni storitev ob standardiziranih lastnostih storitev. Povečevala se bo vloga regulacije, kar potrjuje tudi vsebina predlaganega tretjega energetskega paketa, kot je opisano v poglavju 3.2. S sprejetjem Uredbe o ustanovitvi Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev 2007/0197/COD bo določena pravna podlaga za povezavo evropskih regulatorjev, kar bo povečalo njihovo strokovnost in izkušnost, zahtevali bodo več podatkov s strani TSO-jev in razlika v nesimetriji informacij se bo zmanjšala. Sprememba Direktive 2003/54 povečuje pooblastila in pravice ter zahteva večjo samostojnost regulatorjev v državah članicah EU. Problem agent-principal med TSO-ji in regulatorji se bo predvidoma zmanjšal. TSO-ji bodo bolje poznali potrebe uporabnikov. Sprememba Uredbe 1228/03 predvideva postopno izenačevanje nadomestil med upravljavci prenosnega omrežja in pospešeno usklajevanje cen za uporabo prenosnega omrežja med državami članicami EU. Sedaj poteka povezovanje borz električne energije za skupine držav. V prihodnosti je pričakovana povezava borz v eno samo evropsko borzo električne energije.

Pričakujem, da bodo v prihodnosti metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja za uporabnike enostavne in bodo predstavljale zaključeno celovito storitev, ki bo skupna za

prenos in distribucijo. S stališča naročnika storitve ni pomembna delitev med prenosom in distribucijo, temveč le cena in kakovost storitve. Trditev potrjuje razvoj nekaterih storitev, ki so uveljavljene na trgu in danes predstavljajo zaključeno celoto. Tak primer predstavlja na primer gradnja stanovanjskega, poslovnega ali industrijskega objekta. Naročnik si zagotovi strokovni nadzor, gradnjo pa s pogodbo odda enemu izvajalcu, ki poskrbi za usklajenost med poddobavitelji in podizvajalci. Naročnik želi celovito in kakovostno storitev. Pričakujem enake zahteve uporabnikov prenosnih in distribucijskih storitev.

S stališča naročnika storitve delitev na regulirani in tržni del preskrbe z električno energijo ni pomembna, zanj sta pomembni le cena in kakovost celotne storitve. Prenos, distribucija in proizvodnja morajo biti usklajeni pri razvoju, zato lahko pričakujemo tudi na tem področju v prihodnosti nadaljnji razvoj in nadaljnje povezovanje.

## **SKLEP**

Razvoj trga električne energije je povzročil razdelitev elektroenergetskega sektorja na tržne in regulirane dejavnosti. Deloma v ZDA in pretežno v Evropi je prevladala ureditev, pri kateri sta prenos in distribucija regulirani dejavnosti. Obe sta po svojem delovanju naravna monopola in sta pogoja za delovanje trga električne energije. Regulacija cen prenosa je običajno dvojna. Regulatorji običajno nadzirajo učinkovitost TSO-jev, na primer po metodi cenovne kape, in od njih zahtevajo stalno izboljševanje delovanja, kar pa ni predmet moje obravnave. Sočasno regulatorji nadzirajo, kako si TSO-ji zagotavljajo prihodke in kako določajo cene za uporabo prenosnih omrežij, kar obravnavam v tem delu.

Metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja izhajajo iz skupine metod določanja cene omrežnih storitev, ki so se razvile šele v nekaj zadnjih desetletjih. Metode delimo najprej v dve glavni skupini, in sicer metode, vezane na stroške priključevanja, in v metode vezane na uporabo skupnega omrežja. Stroški priključevanja so lahko določeni na dva načina: vezani so lahko neposredno na priključitev novega odjemalca ali vključujejo dodatno še stroške za ojačitev skupnega prenosnega omrežja zaradi njegove priključitve.

Metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja delimo na:

- metode vloženih stroškov (angl. *embeded cost methods*), ki vključujejo:
  - metodo pogodbene poti,
  - metodo poštne znamke,
  - metodo MW-km,
  - metodo tokov v interkonekcijah,
  - consko metodo,
  - vozliščno metodo in
  - metodo vloženih stroškov po avtorjih Kim, Yoo in Hur;
- metode mejnih stroškov, ki vključujejo:
  - metodo kratkoročnih mejnih stroškov in
  - metodo dolgoročnih mejnih stroškov;
- sestavljene in druge metode.

Pregled evropske in slovenske veljavne zakonodaje ter predlogov nove zakonodaje s področja elektroenergetike potrjuje, da je prenos električne energije obravnavan kot naravni monopol, ki ga je nujno potrebno regulirati, da predstavlja ključni pogoj za delovanje trga električne energije in da mora omogočati enakopraven dostop vsem uporabnikom omrežja. Tretji paket evropske energetske zakonodaje predvideva več mehanizmov regulacije prenosa električne energije, kot na primer: ustanovitev evropskega regulatorja, povezovanje in usklajevanje regulatorjev držav članic EU, povezovanje sistemskih operaterjev držav članic EU in strožje zahteve za neodvisno delovanje sistemskih operaterjev.

V magistrskem delu primerjam naslednje države: Avstrijo, Češko, Veliko Britanijo, Nizozemsko, Slovenijo in Švedsko. Povsod je v uporabi netransakcijska ali točkovna metoda, ki ni odvisna od posamezne transakcije. V obravnavanih državah so razlike v višini cene za uporabo prenosnega omrežja do štirikratne. V Avstriji, Veliki Britaniji in na Švedskem plačajo za uporabo prenosnega omrežja proizvajalci in prevzemniki, v ostalih državah plačajo le prevzemniki. Cene so odvisne od letnih obratovalnih ur. Velika Britanija in Švedska imata ceno za uporabo prenosnega omrežja odvisno tudi od lokacije priključevanja, v ostalih državah cena ni odvisna od lokacije.

Vzroki za razlike v višini in sestavi cene za uporabo prenosnega omrežja so v razlikah: v zakonodaji, ki nekatere stroške dodeljuje različnim udeležencem na trgu električne energije, v

standardih pri določanju vrednosti opreme, pri dodeljevanju fiksnih stroškov, v pogojih financiranja in zahtevani donosnosti, v pravnem, gospodarskem in zgodovinskem ozadju, v pogojih obratovanja prenosnega omrežja, v gostoti porabnikov, v enotnosti porabnikov in proizvajalcev, v konceptu razvoja, v standardih načrtovanja in vzdrževanja, v zahtevani kakovosti storitev, v zmogljivosti, v starosti in kakovosti prenosne opreme, v tehničnih lastnostih proizvajalcev in porabnikov.

Domnevo, da cene za uporabo prenosnih omrežij, ki jih odobravajo regulatorji, v več državah dolgoročno ne omogočajo zadostnega razvoja omrežij, lahko potrdim. Bream (2008, str. 1) je povzel izjave predstavnikov OFGEM-a, da je potrebno povečati investicije v britansko prenosno omrežje, kar upoštevajo usmeritve regulatorja sistemskemu operaterju prenosnega omrežja v Veliki Britaniji. Tudi Ault, Elders in Green (2007, str. 1523-1524) so ugotovili, da cene za uporabo prenosnih omrežij ne zadoščajo za investicije v razvoj prenosnega omrežja. Nagel in Rammerstorfer (2008, str. 23-24) opozarjata na prenizko investiranje v prenosno omrežje v več evropskih državah. Rosellón (2003, str. 238-239, 264) ugotavlja, da spodbude za investiranje v dolgoročni razvoj prenosnega omrežja niso zadostne, kar ovira razvoj trga električne energije.

Domneve, da je mogoče doseči poenotenje obračunavanja cene za uporabo prenosnih omrežij na skupnem notranjem trgu EU, ne morem potrditi, vsaj v krajšem obdobju ne. Mnogi pravni, ekonomski, okoljski, zgodovinski in tehnični razlogi preprečujejo, da bi bilo mogoče v obdobju nekaj let doseči poenotenje cen za uporabo prenosnih omrežij. Na trgu električne energije v EU je potrebna nadaljnja harmonizacija. Pomemben prispevek k nadaljnji harmonizaciji bo prispeval sprejem tretjega paketa energetske zakonodaje v Evropskem parlamentu in Svetu. Do sedaj je bila dosežena največja integracija na trgu na debelo. Ob povečanem pritisku k integraciji in z ojačitvami povezav med prenosnimi omrežji držav članic bi bilo mogoče povečati konkurenco med proizvajalci pri dobavi velikim potrošnikom. Na področju električne energije je nujno potrebno posvetiti največ pozornosti poenotenju trga ob upoštevanju lokalnih posebnosti.

Trenutne razmere v Sloveniji ne zahtevajo pomembnih sprememb v metodi določanja cene za uporabo prenosnega omrežja za prevzemnike. Pri sprostitvi graditve prenosnih objektov bo nujno potrebno preveriti, ali bodo sedanji mehanizmi prerazporejanja sredstev med leti znotraj regulativnih obdobj omogočali načrtovan razvoj prenosnega omrežja. Koristno bi bilo izbrati

dopolnitev obstoječe metode z mehanizmom za spodbujanje priključevanja novih proizvajalcev v zahodnem delu Slovenije, saj je sedanja razporeditev proizvajalcev s stališča delovanja celotnega elektroenergetskega sistema neugodna.

Na razvoj prenosnih omrežij bodo vplivali: povečevanje moči novih proizvodnih enot, povečevanje deleža distribuirane in točkovne proizvodnje z obnovljivimi viri, nadaljnje ojačitve obstoječih povezav in gradnja novih povezav med omrežji, povečevanje izmenjave in obdelave informacij o prenosu električne energije in povečevanje okoljskih omejitev pri graditvi prenosnih omrežij.

Metode določanja cene za uporabo prenosnega omrežja bodo morale omogočiti razvoj prenosnih omrežij, ki ga sedanje metode niso omogočale dovolj in bolj upoštevati usklajevanje s proizvajalci. V EU je na podlagi določil tretjega zakonskega energetskega paketa mogoče pričakovati učinkovitejšo regulacijo prenosa električne energije, usklajevanje metod določanja cene za uporabo prenosnega omrežja med državami članicami EU, podrobnejšo razdelitev posameznih storitev, ki sestavljajo storitev prenosa, in nadaljnje poenotenje notranjega trga električne energije. Za doseg večje učinkovitosti v prihodnosti bi lahko prišlo do združevanja prenosa in distribucije ter do oblikovanja standardizirane celovite storitve prenosa in distribucije. Ob upoštevanju stališča potrošnika, ki želi kakovostno in celovito ponudbo, ni mogoče izključiti možnosti, da bi se v prihodnosti cene za energijo, prenos in distribucijo ponovno združile.

## LITERATURA IN VIRI

1. Abhyankar, A. R., Soman, S. A. & Khaparde, S. A. (2006). Optimization Approach to Real Power Tracing: An Application to Transmission Fixed Cost Allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (3), 1350-1361.
2. *Ageing of the System Impact on Planning Congestion, Brochure 176*. (2000). Pariz: CIGRE.



3. Akt o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine in metodologije za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja. (2005). *Uradni list RS*. (št. 121/2005, 30. december 2005).
4. *Akt o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja in metodologiji za obračunavanje omrežnine*. (2008). Osnutek. Najdeno 27. oktobra 2008 na spletnem naslovu [http://www.agen-rs.si/sl/informacija.asp?id\\_informacija=733&id\\_meta\\_type=29&type\\_informacij=](http://www.agen-rs.si/sl/informacija.asp?id_informacija=733&id_meta_type=29&type_informacij=).
5. Ault, G. W., Elders, I. M. & Green, R. J. (2007). Transmission Use of System Charges Under Future GB Power System Scenarios. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (4), 1523-1531.
6. *Austrian Power Grid*. (2006). Dunaj: Verbund-Austrian Power Grid AG.
7. Bakič, K., Mohar, T. & Tzschoppe, J. (2000). *Predlog metode za obračunavanje prenosa in distribucije električne energije v Sloveniji, ref. št. 1501*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar.
8. Baldwin, R. & Cave, M. (1999). *Understanding Regulation Theory, Strategy and Practice*. Oxford: Oxford University Press.
9. *Besluit van de Raad van Bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit als bedoeld in artikel 41c, eerste lid en 41e, eerste lid van de Elektriciteitswet 1998. Nummer 103062-24*. (2008). Nederlandse Mededingingsautoriteit. Najdeno 12. aprila 2009 na spletnem naslovu <http://www.energiekamer.nl/nederlands/home/index.asp>.
10. Bjórndal, E., Stamtis, G.C. & Erlich, I. (2005). Finding core solutions for power system fixed cost allocation. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, 152 (2), 173-179.
11. Blauvelt, E. (2006). Transmission networks - towards a new world order. *Modern Power Systems*, 2006 (april), 42-43.
12. Blumsack, S. A., Apt, J. & Lave, L. B. (2006). Lessons from the Failure of U.S. Electricity Restructuring. *The Electricity Journal*, 19 (2), 15-32.
13. mag. Bokal, D., Toroš, Z., Bokal, D. & Mohar, B. (2004). *Uporaba faktorja Q (SAIDI in SAIFI) v metodologiji določanja omrežnine za prenosno in distribucijsko omrežje, št. študije 1640/I. del*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar.
14. Bream, R. (2006, 27. junij). Energy regulator calls for doubling of transmission investment. *The Financial Times*.
15. Bream, R. (2008, 7. marec). Ofgem review paves way for big shake-up. *The Financial Times*.

16. Bugten, T., Bråten, J. & Hoff, A. (2008). Interaction between transmission and generation investments, C5-205. *Cigre Session 42*. Pariz: CIGRE.
17. Crampes, C. & Laffont, J.-J. (2005). Transport Pricing in the Electricity Industry. *Oxford Review of Economic Policy*, 17 (3), 313-328.
18. Davis, K. (2008, junij). How »Recession-Proof« are Utilities? *Utility Automation & Engineering T&D*.
19. Devezas, T., LePoire, D., Matias, J. C. O. & Silva, M. P. (2008). Energy scenarios: Toward a new energy paradigm. *Futures*, 40, 1-16.
20. Ding, F. & Fuller, J. D. (2005). Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20 (2), 875-882.
21. Direktiva 2003/54/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/E. (2003). *Uradni list Evropske unije*, L176/37, 15. julij 2003. 211-229.
22. Dodig, V. (2002). *Vrednotenje uporabe prenosnega omrežja za električno energijo, diplomsko delo*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
23. Duan, G., Dong, Z. Y., Bai, W. & Wang, X. F. (2005). Power flow based monetary flow method for electricity transmission and wheeling pricing. *Electric Power System Research*, 74 (2), 293-305.
24. Ekwue, A. & Harlow, I. (2008). Long-Run Marginal Costing of Transmission Capacity, Paper C1-108. *Cigre Session 42*. Pariz: CIGRE.
25. Electricity Act. (2008). Translated from Swedish into English. Švedska. (št. SFS 1997:857 in SFS 2008:265).
26. Electricity Transmission Charges. (2008). *Policybrief*. junij, b. k., National Grid.
27. Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz. (2006). *Bundesgesetzblatt*. Avstrija. (št. 143/1998, 121/2000, 149/2002, 104/2003, 63/2004, 44/2005, 105/2006 in 106/2006).
28. Energetski zakon. (2008). *Uradni list RS*. (št. 27/2007, 26. marec 2007 (EZ-UPB2) in št. 70/2008, 11. julij 2008 (EZ-C)).
29. *The Energy Regulatory Office's Price Decision No. 9/2008 of 21 November 2008 Laying down the prices of electricity and related services*. (2008). Najdeno 4. aprila 2009 na spletnem naslovu [http://www.eru.cz/dias-read\\_article.php?articleId=332](http://www.eru.cz/dias-read_article.php?articleId=332).
30. *ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007*. Najdeno 15. novembra 2008 na spletnem naslovu <http://www.ets-net.org/>.

31. Fox-Penner, P. (2005). Rethinking the Grid: Avoiding More Blackouts and Modernizing the Power Grid Will Be Harder than You Think. *The Electricity Journal*, 2005 (marec), 28-42.
32. Gellings, C. W. & Lordan, R. J. (2004). The Power Delivery System of the Future. *The Electricity Journal*, 2004 (januar/februar), 70-80.
33. Gil, H. A., Galiana, F. D. & da Silva E. L. (2006). Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (4), 3-10.
34. Glavitsch, H., Andersson, G., Lekane, Th., Marien, A., Mees, E. & Naef, U. (2004). A flow-based methodology for the calculation of TSO to TSO compensations for cross-border flows. *Electrical Power and Energy Systems*, 26, 49-56.
35. Green, R. (1997). Electricity transmission pricing: an international comparison. *Utilities Policy*, 6 (3), 177-184.
36. Green, R. (2007). Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? *Journal of Regulatory Economics*. B. k. Springer Science+Business Media, 28 (31), 125-149.
37. Green, R. & Pardina, M., R. (2002). *Revidiranje nadzora cen za privatizirane gospodarske javne službe*. Svetovna banka. Washington, D. C. prevod Brglez, M. Maribor: Agencija za energijo RS.
38. Gual, J. (2007). *Integrating regulated network markets in Europe*. Barcelona: la Caixa, Research Department.
39. Harris, C. (2006). *Electricity Markets*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
40. Haubrich H.-J. & Fritz, W. (1999). *Cross-Border Electricity Transmission Tariffs*. Bruselj: Evropska komisija, DG XVII / C1.
41. Hrovatin, N. (2001). Javna podjetja so lahko smotrnejša kakor zasebna. *Gospodarski vestnik*. julij 2001 (27), 24-26.
42. Hrovatin, N., Zoric, J. & Pittman, R. (2007). *Organisation and Reforms of the Electricity Sector in Slovenia*. CCP Working Paper 08-13. b. k.: Economic & Social Research Council, UEA Norwich, Centre for Competition Policy.
43. Hrovatin, N., Dolinšek, J., Jaklič, M., Lahovnik, M., Mrak, M. & Selakovič, D. (2000). *Regulacija trgov po vstopu Slovenije v Evropsko Unijo*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta, Raziskovalni center ekonomske fakultete.

44. Hull, R., Zhu, M., Dale, L. A., Densley, D. & Mathieson, S. (2008). Network Investment Incentive Developments in the 4th GB Transmission Price Control Review – Regulator & Licensee Perspectives, Paper C5-206. *Cigre Session 42*. Pariz: CIGRE.
45. *Impact of Regulatory Environments on Investment Decisions and Transmission, Brochure 327*. (2007). Pariz: CIGRE.
46. *Informativni cenik za uporabo elektroenergetskega omrežja v letu 2009*. Najdeno 20. junija 2009 na spletnem naslovu [http://www.agencija.si/sl/informacija.asp?id\\_informacija=820&id\\_meta\\_type=29&type\\_informacij=](http://www.agencija.si/sl/informacija.asp?id_informacija=820&id_meta_type=29&type_informacij=).
47. *Infrastructure to 2030 Telecom, Land Transport, Water and Electricity*. (2006). B. k.: OECD Publishing.
48. *Infrastructure to 2030 Mapping Policy for Electricity, Water and Transport. Volume 2*. (2007). B. k.: OECD Publishing.
49. *Investing in Britain's energy transmission networks*. (2006). Ofgem factsheet 67, 6. December 2006. B. k.: OFGEM.
50. Jamasb, T. & Pollitt, M. (2007). *Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain*. Cambridge: University of Cambridge.
51. Joskow, P. L., Killian, E. & Killian, J. (2005). *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. Working Paper 05-18*. Najdeno 15. oktobra 2008 na spletnem naslovu [www.aei-brookings.org](http://www.aei-brookings.org).
52. Junqueira, M., da Costa, L. C. Jr., Barroso, L. A., Oliveira, G. C., Thomé, L. M. & Pereira, M. V. (2007). An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (4), 1532-1546.
53. Kahn, A. E. (1988). *The Economics of Regulation Principles and Institutions*. Cambridge: MIT Press.
54. Kattuman, P. A., Green, R. J. & Bialek J. W. (2004). Allocating electricity transmission costs through tracing: a game-theoretic rationale. *Operations Research Letters*, 32, 114 – 120.
55. Keller, K. & Wild, J. (2004). Long-term investment in electricity: a trade-off between co-ordination and competition? *Utilities Policy*, 12, 243-251.
56. Kench, B. T. (2004). Let's get physical! Or financial? A Study of Electricity Transmission Rights. *Journal of Regulatory Economics*, 25 (2), 187-214.
57. Kessides, I. N. (2004). *Reforming Infrastructure*. Washington: World Bank and Oxford University Press.

58. Kim, B. H., Yoo, C.-I. & Hur, D. (2006). Security cost allocation of transmission networks applied in a course of the electricity market. *European Transactions on Electrical Power*, 2006; 16, 311-320.
59. Kleit, A. N. & Reitzes, J. D. (2008). *The effectiveness of FERC's transmission policy: is transmission used efficiently and when is it scarce?* B. k. Springer Science+Business Media.
60. Kristiansen, T. & Rosellón, J. (2006). A merchant mechanism for electricity transmission expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 29, 167-193.
61. Li, F. (2007). Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Network Spare Capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (2), 885-886.
62. Li, F. & Tolley, D. L. (2007). Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (4), 1683-1689.
63. Li, F., Padhy, N. P., Wang, J. & Kuri, B. (2008). Cost-Benefit Reflective Distribution Charging Methodology. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23 (1), 58-64.
64. Li, R., Yokoyama, R. & Chen, L. (2006). A Pricing Method for Transmission Loss Based on Sensitivity Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (3), 1201-1208.
65. Lien, J. (2008). *Electricity Restructuring: What Has Worked, What Has Not, and What is Next*. B. k.: Economic Analysis Group.
66. Lorencin, I., Gubina, A., Gubina, F., Taljan, G., Zlatar, I., Kozan, B. & Cimerman, G. (2007). *Identifikacija možnosti uvajanja sistema celostnega upravljanja z energetske infrastrukturo prenosnega omrežja*. Ljubljana: Korona inženiring & Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko.
67. *Methods and Tools for Transmission Costs, Brochure 120*. (1997). Pariz: CIGRE.
68. Mohar, T. & Bakič, K. (1999). *Stroški in cene prenosa električne energije v kompleksnem interkonekcijskem omrežju z upoštevanjem značilnosti slovenskega EES, strokovna študija št. 1459*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar.
69. Montero, F. L. P., Pérez-Arriaga, I. J. & Odériz, F. J. R. (2001). Benchmark of electricity transmission tariffs in the countries of the internal electricity market of the European Union. *Utilities Policy*, 10 (2001), 47-56.
70. Morais, M. S. & Marangon Lima, J. W. (2007). Combined natural gas and electricity network pricing. *Electric Power Systems Research*, 77, 712-719.

71. Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2007 do 2016. (2007). Najdeno 4. aprila 2009 na spletnem naslovu [http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles\\_partnerji](http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles_partnerji).
72. Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014. (2005). Najdeno 4. aprila 2009 na spletnem naslovu [http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles\\_partnerji](http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles_partnerji).
73. Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2003 do 2012 Povzetek februar 2004. (2004). Najdeno 4. aprila 2009 na spletnem naslovu [http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles\\_partnerji](http://www.eles.si/portal/page/portal/Eles_partnerji).
74. Nagel, T. & Rammerstorfer, M. (2008). *Price Cap Regulation and Investment Behavior -How Real Options can explain Underinvestment*. Najdeno 13. novembra 2008 na spletnem naslovu <http://www.google.si/>.
75. Niederprüm, M. & Pickhardt, M. (2002). Electricity Transmission Pricing: The German Case. *Atlantic Economic Journal*, 30 (2), 136-147.
76. *Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum*, Conclusions, 17-18 oktober 2002. Rim.
77. Olmos, L. & Perez-Arriaga, J. (2007). Evaluation of Three Methods Proposed for the Computation of Inter-TSO Payments in the Internal Electricity Market of the European Union. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (4), 1507-1522.
78. Pantoš, M. (2005). *Nova metoda za obračun omrežnine na podlagi sledenja pretokov moči po omrežju, doktorska disertacija*. Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko.
79. Paripović, M. (2003). Cene za uporabo omrežij. *Zbornik Mednarodne konference o trgu z električno energijo*. Maribor: Agencija za energijo RS.
80. Pravilnik o določitvi cen za uporabo elektroenergetskih omrežij in kriterijih za upravičenost stroškov. *Uradni list RS*. (Št. 134/2003, 30. december 2003).
81. Pravilnika o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti. . *Uradni list RS*. (Št. 107/2008, 14. november 2008).
82. *Predlog Direktiva Evropskega parlamenta in Sveta o spremembi Direktive 2003/54/ES o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo*. Najdeno 13. novembra 2008 na spletnem naslovu [http://ec.europa.eu/prelex/rech\\_simple.cfm?CL=sl](http://ec.europa.eu/prelex/rech_simple.cfm?CL=sl).
83. *Predlog Uredba Evropskega parlamenta in Sveta o spremembi Uredbe (ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije*. COM(2007) 531 konč. 2007/0198 (COD). Najdeno 13. novembra 2008 na spletnem naslovu [http://ec.europa.eu/prelex/rech\\_simple.cfm?CL=sl](http://ec.europa.eu/prelex/rech_simple.cfm?CL=sl).

84. *Priority Interconnection Plan. (2007). (SEC(2006) 1715). (SEC(2007) 12). COM(2006) 846 final/2. (2007). Bruselj: Komisija evropskih skupnosti.*
85. *Reforming Wholesale Electricity Markets: Myths vs. Facts. (2008). Campaign for Fair Electric Rates. Najdeno 2. novembra 2008 na spletnem naslovu <http://www.google.si/>.*
86. *Report on the approach to setting the key parameters of the regulatory formula and prices for the second regulatory period in the electricity industry. (2008). Najdeno 4. aprila 2009 na spletnem naslovu [http://www.eru.cz/dias-read\\_article.php?articleId=332](http://www.eru.cz/dias-read_article.php?articleId=332).*
87. Rosellón, J. (2003). Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion. *Review of Network Economics*, 2 (3), 238-269.
88. Rosellón, J. (2006). An incentive mechanism for electricity transmission expansion in Mexico. *Energy Policy*, 35, 3003-3014.
89. Rosellón, J. & Weight, H. (2007). *A Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Europe: Empirical Analyses*. Infraday 2007. Najdeno 2. novembra 2008 na spletnem naslovu <http://www.tu-dresden.de/www/wleeg/index.html?10,2>.
90. Rossignoli, R., Paravalos, M. E. & Besser, J. G. (2005). Transmission: The Critical Link Delivering the Promise of Industry Restructuring to Customers. *The Electricity Journal*, 2005 (november), 18-27.
91. Rothwell, G. & Gomez, T. (2003). *Electricity Economics*. Piscataway, NJ 08854: IEEE Press.
92. Ruiz, P. A. & Contreras, J. (2007). An Effective Transmission Network Expansion Cost Allocation Based on Game Theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22 (1), 136-144.
93. Showalter, M. (2008). *Electricity Price Trends Deregulated vs Regulated States*. Olympia: Power in the Public Interest.
94. Sklep Komisije z dne 9. novembra 2006 o spremembi Priloge k Uredbi (ES) št. 1228/2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. (2006). *Uradni list Evropske unije*. L 312. 11. november 2006. 59-65.
95. Sklep o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskih faktorjev za izravnavo prihodka iz omrežnin. *Uradni list RS*. (Št. 111/2007, 5. december 2007).
96. Sklep o spremembah in dopolnitvah Sklepa o določitvi omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij in korekcijskega faktorja za izravnavo prihodka iz omrežnin. *Uradni list RS*. (Št. 126/2008, 31. december 2008).

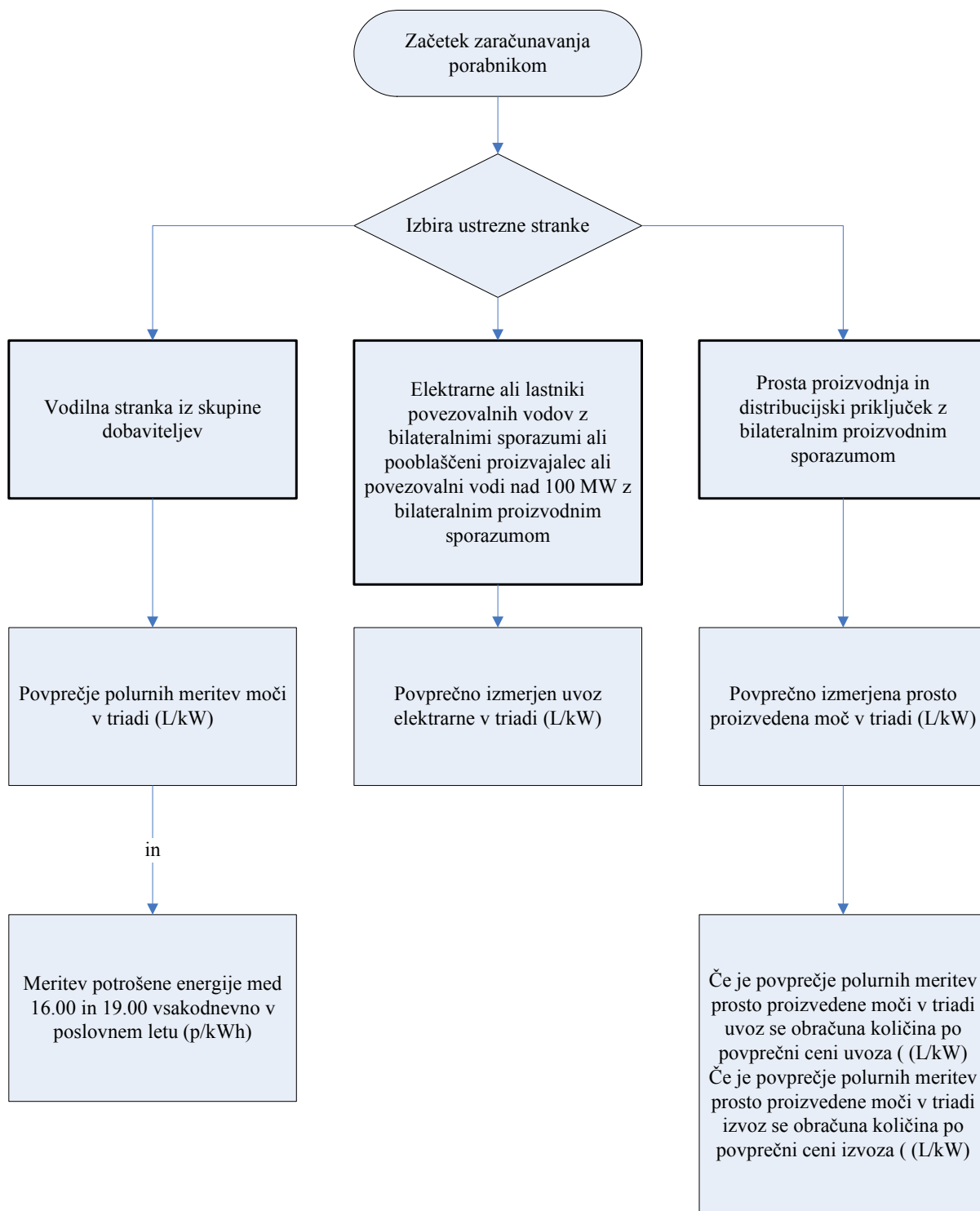
97. Sore, F., Rudnick, H. & Zolezzi, J. (2006). Definition of an Efficient Transmission System Using Cooperative Games Theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (4), 1484-1492.
98. *The Statement of the Connection Charging Methodology*. Najdeno 19. junija 2009 na spletnem naslovu <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Charges/chargingstatementsapproval/>.
99. *The Statement of the Use of System Charging Methodology*. Najdeno 19. junija 2009 na spletnem naslovu <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Charges/chargingstatementsapproval/>.
100. *The Statement of Use of System Charges*. Najdeno 19. junija 2009 na spletnem naslovu <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Charges/chargingstatementsapproval/>.
101. *Study on frontier issues relating to the inter-TSO compensation mechanism – assesment of cost level data*. (2007). London: Frontier Economics & Consentec.
102. Su, C.-T. & Liaw, J.-H. (2007). Complex power flow tracing considering convection lines using nominal-T model. *Electrical Power and Energy Systems*, 29, 28-35.
103. The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnt (2007). Najdeno 2. aprila 2009 na spletnem naslovu <http://www.svk.se/Start/English/Electricity-market/>.
104. Tajnikar, M. (1996). *Mikroekonomija s poglavji iz teorije cen*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
105. *Tariffs (Verbund Austrian Power Grid)*. Najdeno 24. marca 2009 na spletnem naslovu [http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197\\_2178.htm?lev=5](http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197_2178.htm?lev=5).
106. *Transmission Annual Report for 2006-07*. (2008). Ref: 60/08. Najdeno 19. junija 2009 na spletnem naslovu <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/RegReporting/Documents1/Transmission%20Annual%20Report%20200607V2.pdf>.
107. *Transmission Price Control Review: Final Proposals. Ref: 206/06*. (2006). Najdeno 29. junija 2009 na spletnem naslovu <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/OfgemHome.aspx>.
108. Trebing, H. M. (2008). A Critical Assessment of Electricity and Natural Gas Deregulation. *Journal of Economic Issues*, 42 (2), 469-477.
109. Uredba (ES) št. 1228/2003 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. junija 2003 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. (2003). *Uradni list Evropske unije*. L 176/1, 15. 7. 2003, 175-184.

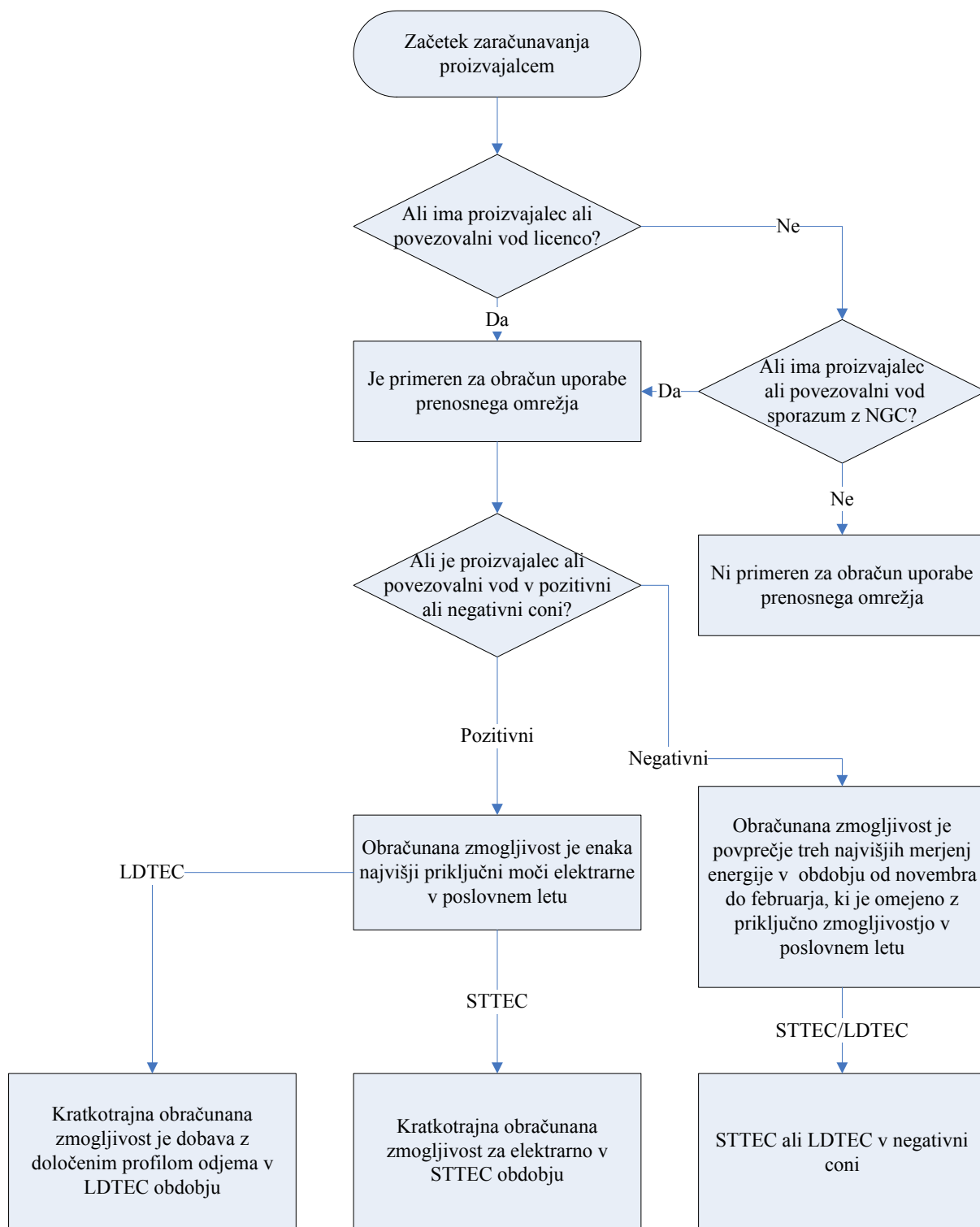


110. Uredba o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost systemskega operaterja prenosnega omrežja električne energije (2007). *Uradni list RS*. (št. 114/2004, 22. oktober 2004, št. 52/2006, 19. maj 2006 in št. 31/2007, 6. april 2007).
111. Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006). Dunaj: *Amtsblatt zur Wiener Zeitung*. (št. 240, 10. december 2005, št. 250, 28. december 2006, št. 243, 18. december 2007 in št. 252, 24. december 2008).
112. Viscusi, W. K., Vernon, J. M. & Harrington, J. E. Jr. (2000). *Economics of Regulation and Antitrust*. (3rd ed.) Cambridge: MIT Press.
113. Vogelsang, I. (2005). *Electricity transmission pricing and performance-based regulation*. CESifo Working Paper No. 1474. Najdeno 15. oktobra 2008 na spletnem naslovu [www.CESifo.de](http://www.CESifo.de).
114. Wetzer, J., Petrov, K. & Vaessen, P. (2007). Tomorrow's European T&D Market: Toward New Markets and Technologies. *European T&D*, 2007 (julij), 16-19.
115. *World Economic and Social Survey 2002 Trends and Policies in the World Economy*. (2002). E/2002/50/Rev. 1, ST/ESA/280. New York: United Nations Department of Economic and Social Affairs, 2002, 187-218.
116. *Zelena knjiga Evropska strategija za trajnostno, konkurenčno in varno energijo*. (2006). (SEC(2006)317). COM(2006) 105 konč. Bruselj: Komisija evropskih skupnosti.

## PRILOGE

Priloga 1: Prikaz zaračunavanja stroškov prenosnega omrežja porabnikom in proizvajalcem v Veliki Britaniji





Legenda: triada – najvišje tri konice porabe v obdobju med novembrom in februarjem, ki so medsebojno oddaljene vsaj deset dni; NGC – National Grid Company; STTEC – kratkotrajna zmogljivost priklopa na prenosno omrežje; LDTEC – zmogljivost priklopa na prenosno omrežje omejenega trajanja.

Vir: *The Statement of the Use of System Charging Methodology*, 2009, str. 58-59.

Priloga 2: Bistvene lastnosti cen za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007

Država	Delitev		Cenovni signali		Ali so izgube vključene v ceno?	Ali so sistemske storitve vključene v ceno?
	Proizvodnja	Potrošnja	Sezone/uro dneva	Lokacijski		
Avtrija	15 %	85 %	-	-	da	kot poseben dodatek za proizv.
Belgija	0 %	100 %	xxx	-	ne, za omrežje >=150kV	cene za sistemske storitve
Bolgarija	0 %	100 %	-	-	da	da
Češka	0 %	100 %	-	-	da	cene za sistemske storitve
Danska	2-5 %	95-98 %	-	-	da	da
Estonija	0 %	100 %	x	-	da	da
Finska	12 %	88 %	x	-	da	da
Francija	2 %	98 %	-	-	da	da
Nemčija	0 %	100 %	-	-	da	da
Velika Britanija	27 % (UPO) 50 % (SI)	73 % (UPO) 50 % (SI)	xx	lokacijski (upo); nelokacijski 50 % (SI)	ne, pokrito na trgu z energijo	vključeno v ceni (UPO)
Grčija	15 % uporaba sist. 0 % (taksa za spodbude)	85 % uporaba sist. 100 % (taksa za spodbude)	x	različne proizvodne cone (upor. sist. obr.)	ne, pokrito na trgu z energijo	vključeno v taksi za spodbude
Madžarska	0 %	100 %	-	-	da	da
Latvija	0 %	100 %	-	-	da	da
Litva	0 %	100 %	-	-	da	da
Irska	20 %	80 %	-	samo proizvajalci	ne	cene za sistemske storitve
Italija	8 %	92 %	-	-	ne	da
Nizozemska	0 %	100 %	-	-	da	cene za sistemske storitve
Norveška	35 %	65 %	xxx (skozi izgube)	da	da	da
Poljska	0,60 %	99,40 %	-	-	da	da
Portugalska	0 %	100 %	xx	-	ne, pokrito na trgu z energijo	inkl. v GUoS ceno do avg. 2007, nato TSO povrne stroške od agentov na trgu
Romunija	49,83 % uporaba sist. 0 % sist. storitve	50,17 % uporaba sist. 100 % sist. storitve	-	6 proizvodnih območij 8 potrošnih območij	da	cene za sistemske storitve
Slovaška	0 %	100 %	-	-	v posebnem prispevku	v posebnem prispevku
Slovenija	0 %	100 %	xx	-	da	cene za sistemske storitve
Španija	0 %	100 %	xxx	-	ne, vključeno v ceno energije	ne, vključeno v ceno energije
Švedska	25 %	75 %	xx (skozi izgube)	da	da	da

Legenda: x – ena časovna diferenciacija; xx – dve časovni diferenciaciji; xxx – tri časovne diferenciacije; UPO – uporaba prenosnega omrežja; SI – storitev izravnave.

Vir: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007 (2008), str. 6.

Priloga 3: Stroški, vključeni v ceno za uporabo prenosnega omrežja v evropskih državah v letu 2007

Država	OPEX brez sist. storitev in ITC	Stroški izgub	ITC stroški /prihodki	Sistemske storitve								CAPEX		Drugo
				Primarna rezerva	Sekundarna rezerva	Terciarna rezerva	Upravljanje notranjih zamašitev	Upravljanje zamašitev v interkon.	Samostojni start	Regulacija napetosti in jalove moči	Izravnava sistema	Amortizacija	Donos na vloženi kapital	
Avtrija	C	C	C/B	N	C	N	C	C/B	C	C	N	C	C	N
Belgija	C	C	C/B	C	C/B	C/B	C	C/B	C	C	N	C	C	N
Bolgarija	C	C	C	C	C	C	N	N	C	C	C	C	C	N
Češka	C	C	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C	C	C
Danska vzhodna	C/B	C	C/B	C	N	C	C/B	C/B	C	C	C/B	C	C	C/B
Danska zahodna	C/B	C	C/B	C	C	C	C/B	C/B	C	C	C/B	C	C	C/B
Estonija	C	C	N	N	N	C	N	N	N	C	N	C	C	N
Finska	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C	N	C	C	C
Francija	C	C	C	C	C	N	C	N	C	C	N	C	C	C
Nemčija	C	C	C/B	C	C del.	C del.	C	C/B	C	C	C	C	C	C
Velika Britanija	C	C	N	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	N
Grčija	C	C	N	C	C	N	N	C	N	N	N	C	C	C
Madžarska	C	C	C/B	C	C	C	C	N	C	C	C/B	C	C	C
Irska	C/B	N	N	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	N
Italija	C	C	N	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C	N
Latvija	C	C	N	N	C					C	C	C	C	N
Litva	C	C	C	N	C	C	N	N	C	C	N	C	C	N
Nizozemska	C	C	C	N	C	C	C	N	C	C	C	C	C	N
Norveška	C	C	C/B	C	N	C	C/B	C/B	N	C	N	C	C	N
Poljska	C	C	C	C	C	C	C	N	C	C	C	C	C	C
Portugalska	C	C	C	N	N/C	N/C	N	N	N	N	N/C	C	C	C
Romunija	C	C	C/B	N	C	C	C	C/B	C	C	N	C	C	C
Slovaška	C	C	C/B	C	C	C	N	N	C	C	N	C	C	C
Slovenija	C/B	C/B	C	N	C	C	N	N	C	C	C	C/B	C/B	C
Španija	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Švedska	C	C	C/B	N	N	C (1/3)	C	C/B	C	C	N	C	C	N

Legenda: C – vključeno v račun TSO z regulacijo, C/B – vključeno v račun, ni regulirano, N – ni vključeno v račun TSO; ITC – izravnava med sistemskimi operaterji.

Vir: ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2007, (2008), str. 8.

