



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2017

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2017.



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2017. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2018.

САДРЖАЈ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ	1
1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ	5
2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2017.....	7
2.1 ЗАКОНСКИ И РЕГУЛАТОРНИ ОКВИР	7
2.2 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	7
2.3 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ПРИРОДНОГ ГАСА	9
3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	12
3.1 СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	12
3.1.1 Организациона и власничка структура сектора.....	12
3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију	13
3.1.2.1 Производња	13
3.1.2.2 Пренос	14
3.1.2.3 Дистрибуција	14
3.2 ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ПРОИЗВОДЊА	15
3.3 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА.....	17
3.3.1 Раздвајање оператора преносног система.....	17
3.3.2 Регулација цена	18
3.3.2.1 Трошкови прикључења на систем	18
3.3.2.2 Цене приступа систему	18
3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију	21
3.3.2.4 Цене помоћних услуга	21
3.3.3 Приступ прекограничним капацитетима.....	21
3.3.3.1 Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима.....	21
3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области	24
3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета	25
3.3.4 Пренете количине електричне енергије	25
3.4 РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	26
3.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система.....	27
3.4.2 Регулација цена	27
3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем	27
3.4.2.2 Цене приступа систему	28
3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије	29
3.5 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	30
3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије	31
3.5.1.1 Велепродајно тржиште	31
3.5.1.2 Малопродајно тржиште	34
3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима.....	34
3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	35
3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту	41
3.5.1.2.4 Промена снабдевача	44
3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије	45
3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије.....	45
3.5.4 Транспарентност	45
3.5.5 Регионално повезивање.....	46
3.6 ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	48
3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије	48
3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже.....	48
3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже.....	50
3.6.2 Квалитет електричне енергије	51
3.6.3 Комерцијални квалитет	51
3.6.3.1 Прикључење, обустава и искључење	52

3.6.3.2	Мерење и обрачун	52
3.6.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци	53
3.6.3.4	Корисничке услуге	53
3.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ	53
3.7.1	Прогноза потрошње	53
3.7.2	Производне могућности	54
3.7.3	Коришћење обновљивих извора енергије	54
3.7.4	Изградња нових преносних капацитета	56
3.7.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система	58
3.7.5.1	Напредне мреже	59
3.7.5.2	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи	59
4.	ПРИРОДНИ ГАС	60
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	60
4.1.1	Организациона и власничка структура	60
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење	61
4.1.2.1	Производња	61
4.1.2.2	Транспорт	61
4.1.2.3	Дистрибуција	63
4.1.2.4	Складиштење	64
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	65
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА	66
4.3.1	Раздвајање оператора транспортног система	67
4.3.2	Регулација цена	67
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем	67
4.3.2.2	Цене приступа систему	68
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима	68
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима	68
4.3.4	Транспортоване количине природног гаса	69
4.3.5	Балансирање	69
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	70
4.4.1	Раздвајање оператора дистрибутивног система	70
4.4.2	Регулација цена	70
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем	70
4.4.2.2	Регулација цене приступа дистрибутивном систему	71
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса	72
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	73
4.5.1	Велепродајно тржиште	74
4.5.1.1	Снабдевање снабдевача	74
4.5.1.2	Регионално повезивање	74
4.5.2	Малопродајно тржиште	74
4.5.2.1	Продаја природног гаса на регулисаном тржишту	76
4.5.2.2	Промена снабдевача	82
4.6	ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	82
4.6.1	Непрекидност испоруке	82
4.6.1.1	Непрекидност испоруке са транспортних система	82
4.6.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивних система	83
4.6.2	Комерцијални квалитет	84
4.6.2.1	Прикључење, обустава и искључење	84
4.6.2.2	Приступ систему	84
4.6.2.3	Мерење и обрачун	84
4.6.2.4	Кориснички сервис	84
4.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	85
4.7.1	Прогноза потрошње природног гаса	85
4.7.2	Пројекти за повећање сигурности снабдевања	85

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС ...	86
5.1 СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	86
5.1.1 Организациона и власничка структура нафтног сектора	86
5.2 КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ И ТРАНСПОРТ	86
5.2.1 Производња нафте, деривата нафте и биогорива	86
5.2.2 Транспорт нафте и деривата нафте.....	88
5.3 РЕГУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СУБЈЕКТА ЗА ТРАНСПОРТ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА.....	89
5.3.1 Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата	89
5.3.2 Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата.....	89
5.3.3 Цена приступа транспортном систему	89
5.4 ТРЖИШТЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ	90
5.4.1 Велепродајно тржиште	90
5.4.2 Малопродајно тржиште	91
6. ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА	92
6.1 ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА	92
6.2 ЗАШТИТА КУПАЦА	92
6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце	92
6.2.2 Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи.....	93
6.2.3 Промена снабдевача	93
6.2.4 Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања	93
6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања	94
6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца	94
ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	98
7. ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ	100
7.1 ОСНОВНИ ПОДАЦИ О АГЕНЦИЈИ.....	100
7.1.1 Оснивање и делокруг рада Агенције	100
7.1.2 Организација Агенције.....	102
7.1.3 Независност и одговорност.....	102
7.2 АКТИВНОСТИ АГЕНЦИЈЕ У 2017. ГОДИНИ	104
7.2.1 Лиценцирање енергетских субјеката	104
7.2.2 Регулација цена	105
7.2.3 Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса	106
7.2.4 Одлучивање по жалбама	107
7.2.5 Међународне активности	108
7.2.5.1 Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)	108
7.2.5.2 Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)	110
7.2.5.3 CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива	110
7.2.5.4 Регионална асоцијација регулатора у енергетици (ERRA).....	111
7.2.5.5 Европске интеграције	111
8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	112
Садржај табела	117
Садржај слика	118
Скраћенице и страни изрази.....	119
Конверзиони фактори за јединице енергије	119

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Сходно одредбама Закона о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/14) у даљем тексту: Закон, председник и чланови Савета за свој рад и рад Агенције за енергетику Републике Србије одговарају Народној скупштини Републике Србије, којој најмање једном годишње подносе извештај о раду, а што се чини подношењем овог извештаја. Поред извештаја о раду и финансијском пословању Агенције, овај документ садржи и извештај о стању у енергетском сектору Републике Србије, у оквиру надлежности Агенције.

Извештај о енергетском сектору Србије обухвата приказ стања и активности у домену тржишта електричне енергије и природног гаса и делом нафте и нафтних деривата, сигурности снабдевања електричном енергијом и природним гасом, активности у оквиру делатности од општег интереса и заштите купаца електричне енергије и природног гаса. По структури и садржају, Извештај одговара и препорукама Савета европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators - CEER).

Све одлуке о питањима из делокруга рада Агенције, у складу са Законом, доноси Савет Агенције. Савет је у 2017. години одржао 33 седнице, на којима су донете одлуке, сагласности, решења, закључци и друга акта из области регулације цена, успостављања и надзора тржишта енергије, издавања и одузимања лиценци, унутрашње организације и начина рада Агенције и других послова из надлежности Савета.

Агенција је у 2017. години испуњавала обавезе које су јој Законом додељене и које су битне за примену закона и функционисање тржишта енергије у Србији. Имала је и запажену улогу у раду институција Енергетске заједнице (ЕнЗ), а пружала је и подршку другим националним институцијама у активностима на националном и међународном нивоу.

Сигурност снабдевања електричном енергијом, природним гасом и дериватима нафте у 2017. години је била задовољавајућа. Сигурном снабдевању електричном енергијом је допринео рад енергетских капацитета за производњу електричне енергије и благовремени увоз недостајућих количина у периодима повећане потрошње, док је сигурност снабдевања природним гасом обезбеђивало и подземно складиште Банатски двор.

Укупна потрошња електричне енергије је повећана за 1,7%. Смањена је потрошња у домаћинствима за 0,8%, а повећана потрошња у индустрији, код купаца на средњем напону 4,8% и купаца на високом напону 8,2%. У односу на 2016. годину укупна производња је била мања за око 7%, код термоелектране на угљак око 3%, а због мањих дотока вода у хидроелектранама је произведено 16% електричне енергије мање. Због тога је у 2017. години увоз електричне енергије био већи од извоза. Потрошња природног гаса је повећана за 13%. Потрошња је осетно порасла и у индустрији и домаћинствима. Даљи раст потрошње у домаћинствима указује да је због ниже цене, природни гас био конкурентан енергент.

На слободном тржишту, по тржишним ценама, купљено је 46,1% електричне енергије (у 2016. години 43,3%) и 85,4% природног гаса. Домаћинства нису користила право да бирају снабдевача и купују на слободном тржишту и сва су се снабдевала по повољнијим, регулисаним ценама.

Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. године, прогнозиран је раст потрошње електричне енергије од мање од 1% просечно годишње. У том периоду би ова потрошња требало да се покрива продужењем радног века и повећањем снаге постојећих и изградњом нових електрана. Трећи блок у ТЕ Костолац Б је најзначајнији пројекат који започет са реализацијом. У складу са циљем да се достигне 27% учешћа производње из обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи до 2020. из електрана на обновљиве изворе енергије треба да се обезбеди око 3.500 GWh годишње.

Прелиминарним Националним планом Републике Србије за смањење емисија, омогућен је до 2026. године рад појединих најстаријих термо блокова на којима, због застареле технологије, није предвиђена примена мера за смањење емисије сумпорних и азотних оксида. Ови блокови ће се до тог рока сукцесивно повлачити из погона, а њихова производња ће се замењивати поменути новим капацитетима. За дугорочну енергетску стабилност је битно и промишљено прилагођавање енергетике Србије глобалним и ЕУ захтевима везаним за заштиту планете у складу са резултатима Конференције УН о климатским променама. Ово у будућности може битно утицати на трошкове производње електричне енергије у термоелектранама и њен даљи развој.

Нова гасна интерконеција је најважнији услов за обезбеђење дугорочно сигурнијег снабдевања природним гасом и развоја тржишта и избегавање ризика са којима се Србија суочавала, који су и даље могући и који могу бити и већи у будућности. Гасовод Ниш – Софија је у садашњим условима пројекат са највећим степеном извесности и припремљености. Низак степен гасификације домаћинства (око 10% укупног броја), значи да постоји потенцијал за већи раст у овом сектору, који ће зависити највише од паритета цена енергената.

За одржив развој енергетских система је веома важна адекватна дугорочна политика регулисаних цена, предвидива за купце и инвеститоре. Повећање цена електричне енергије у последњем кварталу 2017. о којем је одлуку донео ЈП ЕПС, а Савет Агенције дао сагласност, је корак ка достизању тржишног нивоа велепродајне цене и оправданог нивоа цена дистрибуције и преноса електричне енергије. Овакве цене електричне енергије и мрежних услуга омогућавају неопходна средства за инвестиције постојећих енергетских предузећа, делују стимулативно на инвеститоре и подстичу повећање енергетске ефикасности.

Неизоставан предуслов за промене цена електричне енергије за домаћинства је повећање броја заштићених социјално угрожених купаца, јер је и у 2017. број заштићених купаца вишеструко мањи од броја купаца које би,

према евиденцији надлежних институција, требало заштитити. Ово захтева посебну бригу надлежних органа, нарочито због ниског стандарда становништва.

Цене природног гаса за јавно снабдевање за све јавне снабдевача, као и цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса за све операторе дистрибутивног система, током 2017. године нису пратиле промену великопродајне цене природног гаса, и нису усклађиване са њеним растом. Свим дистрибутерима и јавним снабдевачима цене су промењене од 1. октобра 2017. због првог образовања цена у складу са Методологијом за одређивање цене природног гаса за јавно снабдевање, односно Методологијом за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса. Ове промене су узроковале незнатну промену просечне одобрене цене код појединих јавних снабдевача, док није било промене просечне одобрене цене приступа дистрибутивном систему. Што се тиче транспорта, у 2017. години су прилагођаване цене транспорта за оператора транспортног система Југоросгаз-Транспорт д.о.о.

Савет Агенције, приликом давања сагласности на регулисане цене, инсистира на рационализацији у пословању енергетских предузећа и признавању само оправданих трошкова. Један од највећих трошкова су високи губици електричне енергије у дистрибутивној мрежи, које Агенција редовно признаје у мањем износу од остварених, а у складу са планом смањивања губитака. Они су у 2017. незнатно смањени са 12,99% на 12,96%, што је и даље веома високо у односу на технички оправдане. Још увек је неопходно да се ефикасније сузбија крађа електричне енергије, између осталог и појачаном контролом мерних места. Потребно је и интензивирање инвестиција у електродистрибутивну мрежу, преузимање мерних уређаја и прикључних водова и ефикаснија замена мерних уређаја.

Током 2017. године, учињени су даљи кораци у реформи сектора и отварању тржишта електричне енергије и природног гаса, више у нормативној сфери, прилагођавањем постојећих и доношењем нових прописа, у складу са одредбама Закона. Међутим, и даље су приметна кашњења у примени, у односу на рокове утврђене Законом, нарочито у гасном сектору, у коме није у потпуности извршено правно и функционално раздвајање. Иако су још средином 2015. основана нова правна лица - оператори транспортног и дистрибутивног система у оквиру ЈП Србијагас, они ни у 2017. нису почели са радом.

ЈП ЕМС АД је у 2017. наставио активности у циљу развоја система и јачања прекограничних капацитета и учешћа у координисаним аукцијама прекограничних капацитета. На организованом тржишту SEEPEX - берзи електричне енергије, које је почело са радом фебруара 2016. године, је током 2017. повећан број учесника и обим трговања.

У оквиру ЕнЗ су предузимане активности на развоју регионалног тржишта електричне енергије. Интеграција у тржиште Европске уније захтева и обезбеђење адекватног учешћа институција Републике Србије (па и регулаторних) у одговарајућим институцијама ЕУ, како би се адекватно штитили интереси земље.

Ниво концентрисаности тржишта електричне енергије у Србији, у погледу остварених трговачких активности, и у 2017. је остао на сличном нивоу као у претходним годинама.

У 2017. су технички показатељи квалитета испоруке електричне енергије нешто лошији у односу на претходну годину, али су на нивоу просека у претходном периоду. Показатељи непрекидности испоруке су и даље знатно лошији од европског просека.

За даљи развој гасног тржишта, од велике је важности да се убрза набавка и уградња одговарајуће мерне опреме.

У односу на претходну годину Агенцији је достављен приближно исти број жалби купаца, односно корисника система, на рад и поступање енергетских субјеката, готово свих у области електричне енергије.

Постепено се повећавају активности Агенције у надгледању тржишта у вези са поступањем енергетских субјеката према купцима и корисницима система и заштитом права и интереса купаца енергије.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2018.

ИЗВЕШТАЈ О СТАЊУ У
ЕНЕРГЕТСКОМ СЕКТОРУ СРБИЈЕ

1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ

Потрошња примарне енергије у Србији, без Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ¹) је у 2016. години била 15,9 милиона тона еквивалентне нафте (мил.тен). За Србију је карактеристичан висок удео угља, претежно нискокалоричног лигнита, у укупној примарној енергији (око 51%), који се доминантно користи за производњу електричне енергије. Велики удео домаћег лигнита омогућава релативно високу, у односу на друге земље, енергетску независност земље и производњу електричне енергије уз релативно ниже и стабилне трошкове. На другој страни, коришћење лигнита у производњи електричне енергије повећава негативни утицај на животну средину. Ова чињеница, дугорочно посматрано, увећава и ризик раста трошкова емисије угљен диоксида, односно гасова који глобално изазивају ефекат стаклене баште.

Овде су приказани последњи доступни подаци о укупној потрошњи примарне и финалне енергије и други са енергетиком повезани битни подаци и поређења са Европском унијом.

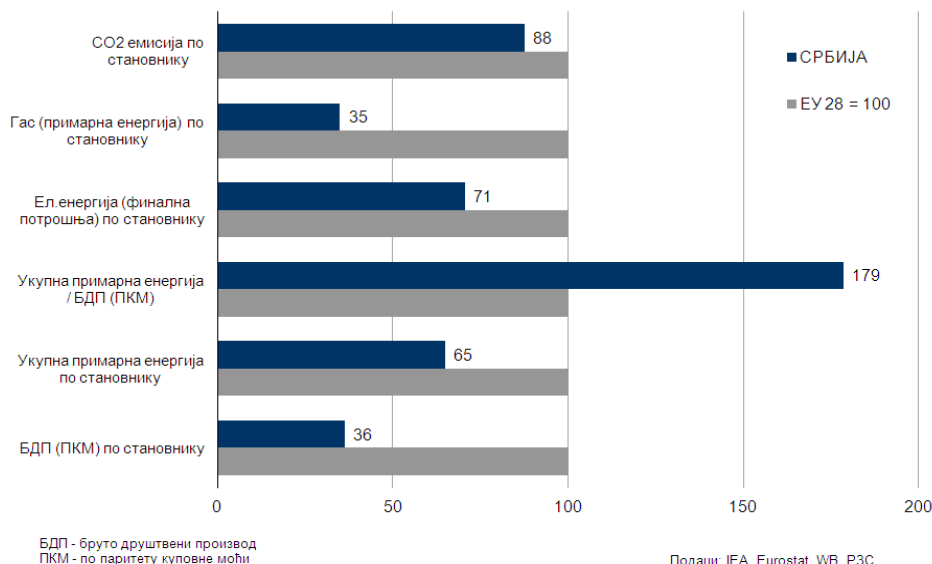
У 2016. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 30,3%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 54%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну деценију највише захваљујући повећаној домаћој производњи нафте и природног гаса, које су повећаване до 2013. године. Од тада, увозна зависност поново расте. У 2017. години, трошкови нето увоза енергије су износили 1,65 млрд €, што је за 37% више него у 2016. години. Ови трошкови чине 37,7 % од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2017.

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011 - 2016.

	Јединица мере	Година					
		2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Број становника, средином године	хиљ.	7.237	7.201	7.167	7.132	7.095	7.058
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2011.	12.968	12.899	13.295	13.113	13.278	13.720
Потрошња примарне енергије	мил.тен	16.19	14.53	14.91	13.34	14,8	15.72
Потрошња финалне енергије	мил.тен	9,25	8,51	8,19	7,67	8,08	8,67
Увозна зависност	%	30,3	27,7	24,1	27,9	27,7	30,3

Подаци: РЗС, Светска банка, МРЕ, АЕРС

У поређењу са Европском унијом (Слика 1-1), бруто друштвени производ Србије по паритету куповне моћи (који реалније одражава ниво развијености и стандарда) у 2015. години је био на нивоу од 36%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 65%, а потрошња финалне електричне енергије 71%.

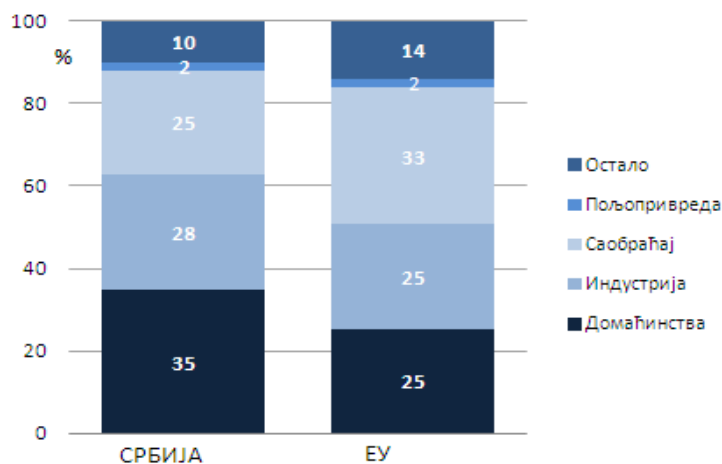


Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2015.

¹ третман енергетских података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ) у овом извештају, зависи од њихове расположивости, поузданости и потребе да буду приказани ако се ради о јединственој функцији на целој територији (јединствена регулациона област), а имајући у виду Резолуцију Савета безбедности Уједињених нација број 1244 од 10.06.1999. године

Енергетски интензитет, односно потрошња укупне примарне енергије по јединици друштвеног производа (по паритету куповне моћи) је на нивоу земаља региона, али 1,79 пута већи од европског просека. Већи енергетски интензитет је делом последица неминовних техничких губитака у трансформацији лигнита у електричну енергију (две трећине производње електричне енергије је из лигнита), али, пре свега, нерационалности, тј. ниске ефикасности у потрошњи у домаћинствима, у индустрији, због ниског степена коришћења капацитета и застареле технологије, као и у другим секторима. Примарна потрошња гаса по становнику је на око 35% нивоа ЕУ, тако да овај сектор има висок потенцијал раста.

Битна разлика у структури потрошње финалне енергије, у односу на Европску унију, је висок удео потрошње у домаћинствима у Србији и виши удео потрошње енергије у саобраћају у ЕУ (Слика 1-2). При томе треба имати у виду да је индустријска производња у Србији данас битно мања него крајем осамдесетих година прошлог века.



Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2015.

2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2017.

2.1 Законски и регулаторни оквир

Законски и регулаторни оквир за развој тржишта електричне енергије и природног гаса у Србији је утврђен Законом о енергетици („Службени гласник РС“, бр.145/14, од 29.12.2014; у даљем тексту: Закон) и подзаконским актима донетим током 2015, 2016. и 2017. године, који су усклађени са 3. енергетским пакетом ЕУ.

Тржишта електричне енергије и природног гаса су углавном уређена посебним подзаконским актима, који уважавају специфичност сваког тржишта, као што су општи услови испоруке и методологије за утврђивање цена приступа мрежним системима, цена регулисаног снабдевања домаћинстава и малих купаца и трошкова прикључења на систем. Неки прописи који се односе на заштиту крајњих купаца и њихова права, заједнички су за електричну енергију и природни гас, као прописи којима се уређују: промена снабдевача крајњих купаца који имају уговор о потпуном снабдевању; праћење техничких и комерцијалних показатеља и регулисање квалитета испоруке и снабдевања; остваривање права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи; начин вођења поступка и изрицање мера и вођење регистра изречених мера. Заједнички је и пропис о начину, поступку и роковима вођења књиговодствених евиденција, спровођењу раздвајања рачуна по делатностима и достави података и документације за потребе регулације.

У току 2017. године, Агенција је, у складу са указаним потребама и на основу искустава у функционисању тржишта, мењала и допуњавала неке прописе које она доноси у циљу ефикаснијег функционисања тржишта, боље заштите крајњих купаца и других учесника на тржишту и веће транспарентности.

2.2 Развој тржишта електричне енергије

Раздвајање оператора

Раздвајање оператора преносног и дистрибутивног система електричне енергије, као природних монопола, од енергетских субјеката који обављају тржишне делатности производње и снабдевања, један је од најважнијих задатака у тржишној реформи сектора. Тиме се обезбеђује једнако право приступа мрежним системима за све учеснике на тржишту.

На територији Србије, за обављање енергетских делатности преноса и дистрибуције електричне енергије су одређени:

- Електро mreжа Србије АД, Београд (ЕМС АД), за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, је 100% у власништву државе, од 2016. године је корпоративизирана и функционише као затворено акционарско друштво и
- ЈП ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, коју је, као зависно друштво, основало ЈП Електропривреда Србије (ЈП ЕПС) за дистрибуцију електричне енергије и управљање дистрибутивним системом, 100% је у власништву државе.

Ова предузећа су и пре доношења Закона из 2014. обављала ове делатности, али су Законом додати услови, нарочито у погледу независности, за стицање права за обављање тих делатности. ЕМС АД је Оператор преносног система пошто је у 2017. лиценцирано за енергетску делатност пренос и управљање преносним системом (ОПС), а ЕПС Дистрибуција је Оператор дистрибутивног система (ОДС) који је у поступку добијања лиценце за дистрибуцију и управљање дистрибутивним системом.

Испуњеност услова за остваривање законом прописаног власничког модела раздвајања оператора преносног система, утврђује се у поступку сертификације, који спроводи Агенција. Постојеће законско решење налаже да тек пошто је неко правно лице сертифицировано као оператор преносног система, може Агенцији поднети захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом. Издавањем лиценце, сагласно Закону, ово правно лице се одређује за оператора преносног система електричне енергије.

ЕМС АД је у октобру 2016. године поднело Агенцији захтев за сертификацију. По Законом прописаној процедури сертификације одлуком Савета Агенције од 26. јануара 2017. године, ЕМС АД је прелиминарно сертифицировано као оператор преносног система електричне енергије. Потом је, после прибављања мишљења Секретаријата Енергетске заједнице, које је достављено Агенцији 16. јуна 2017. године, одлуком Савета Агенције од 4. августа 2017. године, Акционарском друштву „Електро mreжа Србије“ Београд издат коначни сертификат као оператору преносног система електричне енергије.

ЈП ЕПС Дистрибуција је поднело захтев за издавање лиценце али током 2017. године, нису били испуњени услови за издавање лиценце. ЈП ЕПС Дистрибуција мора да докаже, у складу са Законом, да је независан у смислу правне форме, организације и одлучивања од производње и снабдевања у истом вертикално организованом предузећу. Спровођене су активности да се уреде акта која осигуравају независност, тако да се очекује да ће у првој половини 2018. ти услови бити испуњени. Агенција је у 2016. дала сагласност и на услове за именовање и трајање мандата лица за праћење усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања. Лице одговорно за праћење усклађености је почетком 2017. доставило Агенцији први годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2016. годину, на који је у јулу 2017.

године Савет Агенције дао сагласност. При давању сагласности на овај извештај Савет Агенције није оцењивао предложене мере и закључке одговорног лица.

ЕМС АД и ЈП ЕПС Дистрибуција су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност, али имају тешкоћа да уреде документа у складу са Законом и подзаконским актима, којима доказују правни основ коришћења објеката на којима обављају делатност (употребне дозволе и упис права својине). Решавање овог проблема захтева ангажовање више надлежних органа, који су о томе обавештени.

Потрошња електричне енергије

У Србији је у 2017. години произведено 34,4 TWh електричне енергије, а бруто потрошња електричне енергије је била 35,5 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 29,3 TWh, а остатак је потрошен за рад електрана, потребе пумпања у реверзибилној хидроелектрани и пумпном постројењу и за надокнаду губитака електричне енергије у мрежама за пренос и дистрибуцију електричне енергије.

Према подацима снабдевача електричном енергијом, у 2017. је увезено 3,2 TWh, а извезено око 2,5 TWh. У 2017, као последица мање производње од око 2,4 TWh, извоз је био за око 30% мањи, док је увоз порастао за 60% у односу на вредности из 2016. године. Увоз је био највећи у јануару, новембру и децембру када је увезено око 47% од укупно увезене електричне енергије у 2017. години.

Највећа дневна бруто потрошња од 138.571 MWh је остварена 10. јануара 2017, а истог дана у 19 часова остварено је и максимално сатно оптерећење од 6.325 MW.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2017. години су углавном трговали снабдевачи између себе, јер нема значајних независних произвођача. Активност снабдевача на слободном тржишту је најизраженија у домену прекограничне размене, углавном за потребе транзита кроз Србију, који је доминантан због централне географске позиције електроенергетског система Србије у региону са 8 граница и у 2017. је износио око 15 TWh. Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са ЕМС АД, у 2017. је имало 65 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 5 више у односу на 2016. годину.

Србија се граничи са 8 земаља и преноси се велика количина електричне енергије са северо-истока на југо-запад, што узрокује појаву загушења на прекограничним далеководима, па се планира изградња нових далековаода. ЕМС АД је у 2017. завршио изградњу двоструког далековода 2x400 kV Панчево 2 – Решица. Овим је започет пројекат планираног повезивања источне и западне Европе преко територије Србије, изградњом 400 kV далековода, што ће додатно повећати и сигурност снабдевања електричном енергијом у Србији.

Организовано дан-унапред тржиште

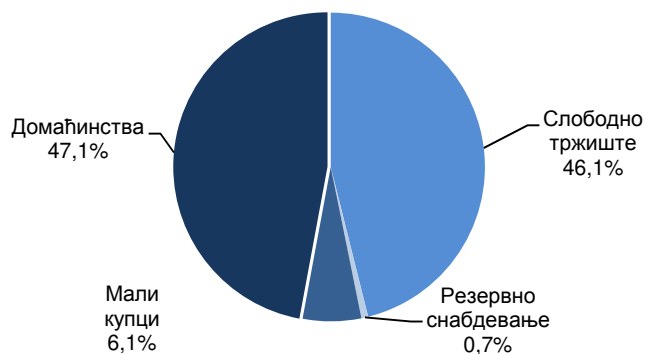
Фебруара 2016. је почело да ради SEEPEX а.д. Београд (www.seepex-spot.com), прво организовано дан-унапред тржиште/берза електричне енергије у Србији и земљама југоисточне Европе – уговорним странама Енергетске заједнице. SEEPEX (South-Eastern European Power Exchange) је формиран на основу партнерства између ЕМС АД и ЕРЕХ SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, уз сагласност надлежних државних органа. SEEPEX је лиценциран за управљање организованим тржиштем електричне енергије /берзом електричне енергије. На берзи је у 2017. регистровано 16 учесника, што је за 3 учесника више него у 2016. Трговином се активно бавило њих 15, што је за 4 учесника више у односу на 11 колико их је било у 2016. години.

Укупна количина електричне енергије која је у 2017. била предмет трговања на SEEPEX, износила је 847.554 MWh. Највећи месечни обим трговине од 107.222 MWh је остварен у мају, а дневни максимум је остварен 06. маја 2017. са 8.270,6 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је само 260,2 MWh. Највећа сатна цена достигнута је 04.12.2017. у 5 часова и износила је 205,68 €/MWh. Просечна цена на годишњем нивоу је износила 49,9 €/MWh.

Раст обима трговине и броја регистрованих и активних чланова SEEPEX пружа транспарентан и све поузданији механизам за формирање референтне велепродајне цене у Србији, а и у региону.

Трговина на мало

Законом је омогућено да сви крајњи купци у Србији могу да купују на слободном тржишту и да само домаћинства и мали купци могу користити право на гарантовано снабдевање, снабдевање по регулисаним ценама. Због ниже цене гарантованог снабдевања у односу на тржишну и на економски оправдану цену, практично сви који имају право користе гарантовано снабдевање. Регулисана је цена за 53,2% потрошње крајњих купаца, за домаћинства и мале купце.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2017.

Тржиште је отворено са 46,1% електричне енергије која се продаје крајњим купцима. На слободном тржишту купују само они купци који немају право на гарантовано снабдевање. Купци који нису успели да изаберу снабдевача, су користили законско право на резервно снабдевање. То су углавном установе и предузећа која су корисници буџетских средстава, који имају проблема са реализацијом јавних набавки или са плаћањем утрошене електричне енергије. Неке од њих није могуће искључити са мреже (болнице, школе), а ниједан снабдевач на слободном тржишту не жели да их снабдева. Веома мали део енергије је потрошен на резервном снабдевању, свега 0,7%.

Крајем 2017. било је 63 лиценцирана енергетска субјекта за снабдевање електричном енергијом на слободном тржишту. Од тога је било активно само 19. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЈП ЕПС са уделом од 94,5% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 97,5% од укупне финалне потрошње.

Промена снабдевача је у 2017. години реализована на око 15 хиљада мерних места (0,4% укупног броја мерних места) са потрошњом од 1,05 TWh, што је 3,6% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2017. године је била задовољавајућа. Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећани су поузданост и ефикасност рада електроенергетског система. У 2017. су нешто лошији показатељи квалитета непрекидности испоруке електричне енергије у односу на претходну годину, али су на нивоу петогодишњег просека.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030, предвиђен је просечан пораст потрошње електричне енергије испод 1% годишње. С обзиром на старост и ефикасност постојећих производних капацитета и да ће неки од њих бити угашени, неопходна је изградња нових капацитета. У плану је изградња термоелектрана, али и значајна изградња на бази обновљивих извора енергије. Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије, планирано је да се достигне годишња производња из обновљивих извора од око 3,5 TWh до 2020. године. Подстицаји изградње капацитета на обновљиве изворе енергије, услови за добијање и висина feed-in тарифе у зависности од примењене технологије, уређени су одговарајућим уредбама Владе.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

На територији Србије, транспорт природног гаса обављају два енергетска субјекта: ЈП Србијагас, Нови Сад и Yugorosgaz–Транспорт д.о.о Ниш. Након доношења Закона, оба предузећа су започела активности на раздвајању оператора транспортног система од осталих делатности вертикално интегрисаног предузећа.

ЈП Србијагас је у јуну 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о., као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о. и Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана августа 2015. и регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али нису отпочела са радом ни у 2017. Влада Републике Србије је својим Закључком од 23. децембра 2016. године омогућила ЈП Србијагас да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгас Србија д.о.о. настави да обавља делатност од општег интереса транспорт и управљање транспортним системом, до прибављања лиценце за обављање ове делатности и препоручила Транспортгас Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш је, поступајући у законом прописаном року, у августу 2016. године поднео Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система, који је, с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама, у складу са Законом. Прелиминарном одлуком из децембра 2016. године, Агенција је сертифицивала Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш као независног оператора система, а касније је одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш сертифициван као независни

оператор система уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају услови у погледу независности, достави Агенцији програм усклађености и доказ о набавци губитака природног гаса. Од свих наведених, први услов је изван компетенција Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа.

Потрошња природног гаса

У 2017. је бруто потрошња природног гаса била 2.547 милиона m^3 , за 13% више него у 2016. Потрошња је у индустрији порасла за 15%, у домаћинствима за 14%, а у топланама за 5%. Домаћом производњом задовољено је само 13,5% потребног гаса, а остатак је обезбеђен из увоза.

Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само три компаније ЈП Србијас, Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС) и Cestor Veks d.o.o. Значајно ограничење за тржиште на велико је то што ЈП Србијас, односно Транспортгас Србија, још увек не примењује Правила о раду транспортног система којима се уређује приступ прекограничним капацитетима на принципима недискриминације и транспарентности, јер није завршено правно раздвајање оператора транспортног система од ЈП Србијас. Прва годишња расподела капацитета у складу са Правилима о раду је почетком 2014. одложена за 2015. годину, а затим за 2016, али ни у 2017. није реализована.

Законом је предвиђено да, до успостављања конкурентног тржишта, Влада одређује снабдевача јавних снабдевача, у складу са Законом. Снабдевач јавних снабдевача мора да нуди природни гас свим јавним снабдевачима (укључујући и оног који је у истом правном лицу са њим), под истим условима и по истој цени. У 2017. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијас.

Трговина на мало

Укупна нето потрошња крајњих купаца је била 2.507 милиона m^3 , али од тога је НИС потрошила 261 милион m^3 из своје производње и ова количина није била на тржишту. Трговином на мало, односно снабдевањем крајњих купаца, у 2017. години се бавило 30 снабдевача на слободном тржишту (од 66 лиценцираних) и 33 јавна снабдевача који су и дистрибутери природног гаса. У трговини на мало је доминантна трговина на слободном тржишту. Расподела приказана на слици 2-2 не обухвата количине које је НИС произвео за сопствене потребе.



Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2017.

На слободном тржишту је у 2017. години продато за 12% више природног гаса него претходне године, што је износило 85,4% од укупно продатих количина природног гаса крајњим купцима. Законом је омогућено да крајњег купаца који нема право на регулисано снабдевање, може привремено да снабдева резервни снабдевач, уколико купац остане без снабдевача. Влада одређује резервног снабдевача, у складу са Законом. За резервног снабдевача крајњих купаца који на то имају право, Влада је за 2017. годину одредила ЈП Србијас. Резервно снабдевање, по Закону, може да траје најдуже 60 дана. Током 2017, резервно снабдевање је користило 18 купаца и њима је укупно испоручено 10 милиона m^3 , односно само 0,5% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Промена снабдевача је у 2017. години реализована само на неким дистрибутивним системима, на укупно 85 мерних места, са потрошњом од 21 милиона m^3 , што је 0,9% количина природног гаса укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Право да природним гасом буду снабдевани од јавног снабдевача, по регулисаним ценама, уколико не изабере снабдевача на слободном тржишту, имају домаћинства и мали купци (чија је годишња потрошња природног гаса до 100.000 m^3 и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем природног гаса). Домаћинства и мали купци имају мали удео у финалној потрошњи, од само 14% од укупне количине гаса набављене на тржишту.

Сигурност снабдевања

У 2017. години, сигурност снабдевања природним гасом је била задовољавајућа. Гаса је било довољно да се задовоље све потребе купаца.

У Србији се чине напори да се обезбеди алтернативни правац снабдевања. Припрема се изградња интерконектора према Бугарској, који ће допринети повећању сигурности снабдевања. Такође, за повећање сигурности снабдевања би било корисно повезивање са гасоводима других суседних земаља, пре свега са Румунијом и Хрватском, које имају развијену гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса.

За обезбеђивање дугорочне сигурности снабдевања природним гасом, од велике је важности адекватно планирање развоја система. Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом, дужни су, на основу Закона, да Агенцији доставе десетогодишње планове развоја транспортних система на сагласност. У 2017. години Транспортгас Србија д.о.о. није Агенцији доставио десетогодишњи план развоја, а Yugorosgaz–транспорт“ д.о.о. је план доставио крајем 2016. и на њега је у јуну 2017. Савет Агенције дао сагласност.

3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

3.1 Структура сектора и капацитети

3.1.1 Организациона и власничка структура сектора

Организациона структура електроенергетског сектора је, од усвајања првог Закона о енергетици којим су постављене претпоставке за развој тржишта електричне енергије и природног гаса („Службени гласник РС“ број 84/04), стално прилагођавана потребама развоја тржишта електричне енергије на принципима недискриминације, ефикасне конкуренције и транспарентности. Трансформација је започета 2005. године, поделом јединственог вертикално интегрисаног ЈП ЕПС, које је обухватало: производњу, пренос, дистрибуцију и трговину електричном енергијом, на посебно предузеће ЈП Електро mreжа Србије (које је 2016. године корпоративизовано и функционише као затворено акционарско друштво – ЕМС АД) надлежно за пренос и вертикално интегрисани ЈП ЕПС надлежно за: производњу, снабдевање на велико и на мало (крајњих купаца) и за дистрибуцију електричне енергије.

Структура електроенергетског сектора на крају 2017. године је приказана на слици 3-1.



Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора

Јавно предузеће ЈП ЕПС и акционарско друштво ЕМС АД су 100% у власништву Републике Србије.

ЕМС АД је, у партнерству са ЕРЕХ SPOT, Француска, формирало организовано дан-унапред тржиште електричне енергије (Берзу) SEEPEx, са учешћем ЕМС АД у власништву са 75% и ЕРЕХ SPOT са 25%.

ЈП ЕПС обавља делатности: производње електричне енергије, снабдевања електричном енергијом на велико и на мало и дистрибуције електричне енергије. ЈП ЕПС је највећи произвођач (98,3% укупне инсталисане снаге у Србији) и доминантан учесник на тржишту електричне енергије. Осим што продаје и купује на слободном тржишту, ЈП ЕПС је одређен и за гарантованог/јавног снабдевача домаћинстава и малих купаца, по регулисаној цени. Од укупно 29,2 TWh финалне потрошње, ЈП ЕПС продаје 97,5% електричне енергије (све на регулисаном снабдевању и преко 94,5% на слободном тржишту).

За обављање делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом на целој територији Србије, ЈП ЕПС је формирало зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС). ЈП ЕПС је у обавези да обезбеди независност рада и развоја ОДС, у складу са Законом. Независност ОДС је изузетно значајна јер ОДС мора да пружа услугу свим учесницима на тржишту који користе дистрибутивни систем транспарентно и под истим условима и не сме да фаворизује производњу и снабдевање ЈП ЕПС. До краја 2017. године, ОДС није у потпуности профункционисао у складу са Законом.

На дистрибутивни систем је прикључено 253 мале електране укупне снаге 169 MW (од тога 16 је у власништву ЈП ЕПС снаге 38 MW, а 237 независних произвођача електричне енергије снаге 131 MW). Лиценцу за производњу електричне енергије поред ЈП ЕПС, има још 18 енергетских субјеката, док за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има 6 енергетских субјеката (укључујући и ЈП ЕПС), који располажу производним објектима снаге веће од 1 MW,

Од 1999. године, део електроенергетског система Србије који се налази на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ) је под управом УНМИК-а, у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација.

У Србији је лиценциран велики број снабдевача електричном енергијом. На крају 2017. године, 63 лиценцирана снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 43 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 56. Највише их се бавило прекограничном разменом (44), а мање снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту (19).

3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију

3.1.2.1 Производња

Укупна нето инсталисана снага електрана у Србији је 7.838 MW, без оних на територији АПКМ, укључујући и мале електране независних произвођача (табела 3-1). У оквиру ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије, у термоелектранама на лигнит, инсталисано је 4.386 MW, у хидроелектранама 2.936 MW, у термоелектранама-топланама на природни гас или мазут 347 MW и у оквиру 16 малих хидроелектрана повезаних на дистрибутивни систем 38 MW. Лигнит за термоелектране се производи на површинским коповима који су у саставу ЈП ЕПС.

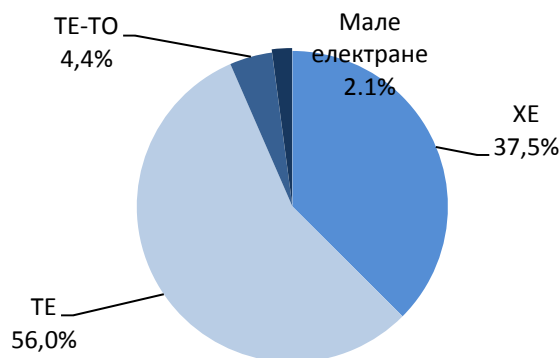
Поред производних капацитета ЈП ЕПС, на мрежу електродистрибуције је прикључено и 237 мале електране укупне инсталисане снаге 131 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2017. (без АПКМ)

Технологија	Инсталисана снага MW
Хидроелектране	2.936
Термоелектране (угаљ)	4.386
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	347
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Остало (обновљиви извори) - мале електране ЈП ЕПС	38
Мале електране - независни произвођачи	131
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	7.838

Структура производних капацитета, без електрана на територији АПКМ, приказана је на слици 3-2. Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана – топлана (ТЕ-ТО) је 60,4%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 37,5%, од којих је једна реверзибилна ХЕ снаге 2 x 307 MW, која је, осим што има значајно енергетско учешће, веома битна и за управљање системом и 2,1% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.

Производни капацитети су до статусне промене ЈП ЕПС од 1. јула 2015, били организовани у оквиру пет привредних друштава за производњу у оквиру ЈП ЕПС: ПД ХЕ Ђердап д.о.о, ПД Дринско-Лимске ХЕ д.о.о, ПД Панонске ТЕ-ТО д.о.о, ПД ТЕ Никола Тесла д.о.о. и ПД ТЕ и копови Костолац д.о.о. Након статусне промене ЈП ЕПС, почев од друге половине 2015, производни капацитети су организовани у оквиру ЈП ЕПС Производња. Такође, након што су мале дистрибутивне ХЕ ЕПС током прве половине 2015. биле у саставу привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије ПД Електросрбија д.о.о. и ПД Југоисток д.о.о, од 1. јула 2015. делатност производње на тим објектима обављао је ЈП ЕПС, на основу уговора о закупу објеката. У оквиру наставка реорганизације ЈП ЕПС, статусном променом од 4. јануара 2016, објекти за производњу у малим дистрибутивним ХЕ су пренети на ЈП ЕПС као матично предузеће.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2017. (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије или за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 18 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије) који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу. Од 18 независних произвођача, највећи су "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад са 11,94 MW у 9 објеката, Ветропарк Кула са 9,9 MW, Новосадска топлана са комбинованом производњом од 9,98 MW и ЕНЕРГОБАЛКАН д.о.о. са ветроелектраном „La Piccolina” са 6,6 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чине 32 трансформаторске станице (ТС) 400/х и 220/х kV/kV инсталисане снаге 15.569 MVA (од чега је 27 трафостаница инсталисане снаге 15.082 MVA у власништву ЕМС АД), 16 разводних постројења (од којих су 8 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 9.884 km (од чега је 9.673 km далековода у власништву ЕМС АД). У односу на 2016. годину, није дошло до значајног повећања капацитета у преносном систему ЕМС АД. У власништву ЕМС АД је и трансформаторска станица 110/35 kV/kV Београд 4, која ће у склопу реконструкције постати део трансформаторске станице 220/110/35 kV/kV/kV Београд 17 као и 2 трансформаторске станице 110/х kV/kV у Севојну и Обреновцу које још увек нису предате ОДС и ЈП ЕПС због нерешених имовинско-правних односа.

Процес примопредаје далековода и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЈП ЕПС, који је у складу са Законом започет 2013, још увек је у току. Процедура преузимања преосталих далековода и кабловских водова 110 kV који су још увек у власништву ОДС је настављена и очекује се да буде окончана у 2018. години.

Преносни систем ЕМС АД је са суседним електроенергетским системима повезан преко 23 интерконективна далековода напона 400, 220 и 110 kV, од којих су 22 активна.

Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2017. (без АПКМ)

Елемент преносног система	Јединица мере	
Дужина мреже по напонским нивоима, укупно	km	9.673
400 kV	km	1.766
220 kV	km	1.845
110 kV	km	6.062
Број трансформатора (укључујући ТС 110/х kV/kV у власништву ЕМС АД)		75
Број трафостаница и разводних постројења (укључујући 110 kV напонски ниво - у власништву ЕМС АД)		39
Број интерконективних водова (активних)		22

3.1.2.3 Дистрибуција

Делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом на територији Републике Србије без АПКМ, током 2017. године обављао је ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. као зависно друштво ЈП ЕПС. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 36.586 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 31.070 MVA и око 167.795 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 35, 20, 10 и 0,4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 35.158 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 29.852 MVA и 161.933 km дистрибутивних водова свих напонских нивоа, чија је структура дата у табели 3-3. Сагласно законској обавези, од ЕМС АД су преузимане трансформаторске станице 110/х kV/kV, тако да су на крају 2017. године остале још само две непреузете трансформаторске станице, а што се тиче водова напонског нивоа 110 kV, остало је да се ЕМС АД предају преостали далеководи и кабловски водови.

Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2017. (без АПКМ)

Напонски ниво	ОДС по областима ранијих дистрибутивних привредних друштава					Укупно ОДС
	Електро-војводина	ЕДБ	Електросрбија	Југоисток	Центар	
110 kV	0	6	0	0	2	8
35 kV	1.028	940	2.177	1.717	720	6.582
20 kV	8.351	0	1.609	0	0	9.960
10 kV	476	6.870	12.300	9.443	4.063	33.152
0,4 kV	13.965	17.571	47.267	21.107	12.321	112.230
Укупно	23.820	25.387	63.353	32.266	17.106	161.933

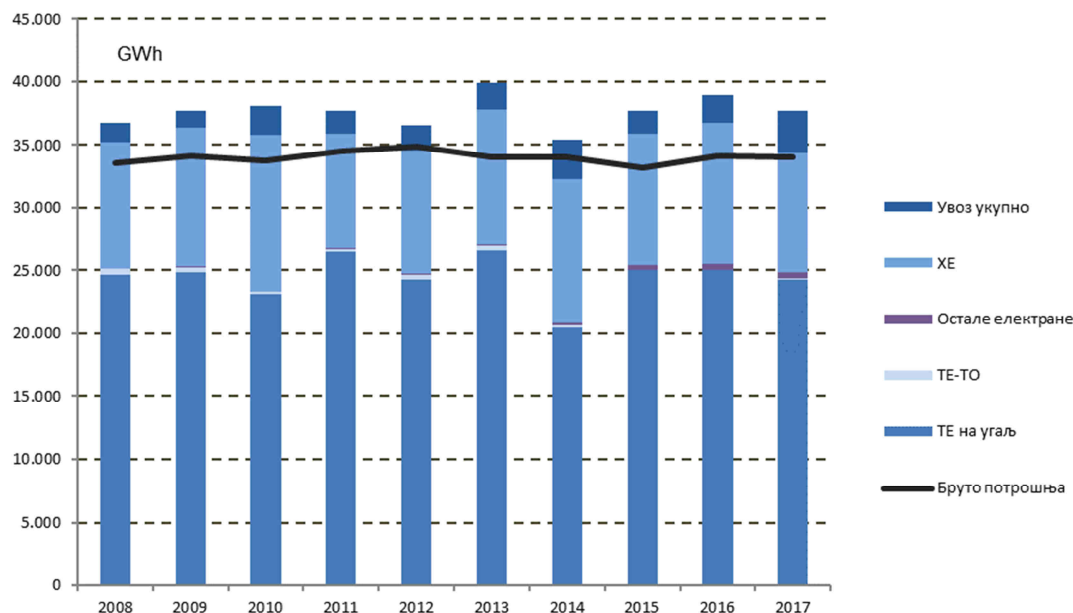
3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 29,3 TWh, за 1,7% је већа од остварене у 2016. Детаљнији приказ потрошње је дат у тачки 3.5.1.2.

У последњих десет година, ЈП ЕПС је повећавао производњу из постојећих капацитета, да би у 2013. години била достигнута максимална производња од готово 37,5 TWh. У 2017. је произведено 34,4 TWh електричне енергије, при чему је производња термоелектрана на угаљ била 24,2 TWh, што је за више од 3% мања производња него у претходној години. Такође, производња хидроелектрана је била мања за преко 1,7 TWh, односно 15,6% мања него у 2016. Термоелектране-топлате су, по правилу, радиле сагласно потребама грејања у зимском периоду и произвеле су двоструко више електричне енергије него у 2016. години.

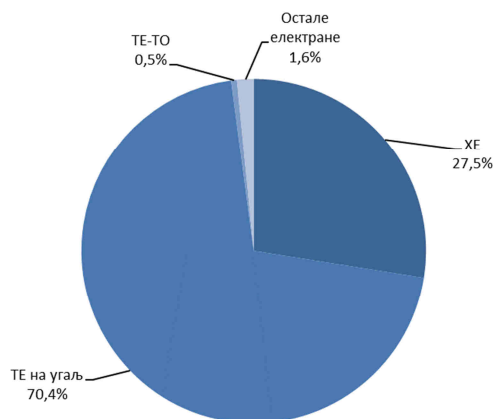
Производња малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу је релативно мала, али се, због прикључења нових капацитета, без обзира на варирање хидролошких прилика, њихова производња из године у годину повећава. Производња ових електрана је у 2017. износила 538 GWh, што је за око 20% више у односу на 2016.

Због отварања тржишта, активније је учешће већег броја снабдевача на тржишту електричне енергије, тако да се повећава и обим прекограничне трговине електричном енергијом. На основу расположивих података снабдевача, у Србију је увезено нешто више од 3,2 TWh, а извезено око 2,5 TWh електричне енергије. Повећан увоз и смањени извоз електричне енергије у односу на претходну годину је првенствено последица смањене производње у 2017.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2017. (без АПКМ)

У 2017. години, у електранама у Србији је остварена укупна производња од 34.441 GWh. Од тога су термоелектране на угаљ произвеле 70,4%, хидроелектране 27,5%, термоелектране-топлате 0,5% и остале мале електране прикључене на дистрибутивни систем 1,6% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2017. (без АПКМ)

Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2008 – 2017. (без АПКМ)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GWh										
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	10.011	11.045	12.420	9.145	9.808	10.729	11.366	10.529	11.227	9.477
Термоелектране на угаљ	24.661	24.880	23.162	26.462	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016	24.240
Термоелектране-топлане	367	139	222	408	390	167	63	45	90	185
Остале електране	40	48	61	46	73	104	267	321	448	538
Производња укупно	35.079	36.112	35.865	36.061	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781	34.441
Остало (УНМИК)	0	44	93	184	144	0	0	15	69	143
УВОЗ										
Увоз ЕПС и снабдевача за потребе трговине у Србији	616	122	756	1.106	1.177	636	2.869	1.677	2.170	3.343
Дугорочни уговор са ЕП ЦГ	797	1.116	1.463	630	737	1.294	0	0	0	0
Годишњи уговори	121	85	86	64	125	218	311	55	55	54
Укупно – увоз за потребе снабдевача	1.534	1.323	2.305	1.800	2.039	2.148	3.180	1.732	2.225	3.397
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	36.613	37.479	38.263	38.045	36.729	39.685	35.331	37.659	39.075	37.981
Извоз ЕПС и снабдевача - ел.ен. произведене и купљене у Србији	173	1.442	1.286	764	251	3.140	936	2.086	3.523	1.988
Дугорочни уговор са ЕП ЦГ	1.220	1.184	1.204	1.210	1.214	1.235	0	0	0	0
Годишњи уговори	115	94	69	90	127	100	85	56	55	73
Укупно - извоз ел.ен. произ. и купљене у Србији	1.508	2.720	2.559	2.064	1.592	4.475	1.021	2.142	3.578	2.061
Потребе пумпања	878	903	1.049	860	875	1.007	902	1.102	1.034	944
Остало (УНМИК)	59	71	145	199	196	207	180	300	445	458
Бруто потрошња	34.168	33.784	34.509	34.928	34.059	34.000	33.228	34.115	34.018	34.518
Губици у преносној мрежи	1.224	1.106	1.065	1.096	1.022	1.013	948	932	892	852
Губици у дистрибутивној мрежи	4.671	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953
Укупни губици	5.895	5.970	6.022	5.843	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808	4.805
Губици у односу на бруто потрошњу	17,3%	17,7%	17,5%	16,7%	16,4%	16,2%	15,5%	15,4%	14,1%	13,9%
Финална потрошња*	28.273	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210	29.713

* У односу на финалну потрошњу која се наводи у билансу Републичког завода за статистику, финална потрошња у овом Извештају обухвата и потрошњу електричне енергије у свим енергетским секторима, укључујући и енергију коју купују електране за потребе производње.

3.3 Регулација оператора преносног система

Оператор преносног система (ОПС) у Србији је акционарско друштво ЕМС АД, које је одговорно за пренос електричне енергије и управљање преносним системом, као и за организовање и администрирање билатералног и балансног тржишта електричне енергије. Законом је детаљно уређена одговорност ОПС да обезбеди: сигуран, поуздан и безбедан рад преносног система, развој преносног система, адекватан преносни капацитет у функцији сигурности снабдевања, квалитет испоруке електричне енергије, недискриминаторан и транспарентан приступ преносном систему, балансирање система, исправност и поузданост мерења електричне енергије на местима примопредаје у и из преносног система, итд.

Најважније активности оператора преносног система у 2017. години, биле су следеће:

- израда нацрта десетогодишњег плана развоја преносног система;
- измене и допуне Правила о раду преносног система, у циљу усклађивања са Законом;
- доношење правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у 2018. години, општих и билатералних са операторима преносних система у Мађарској, Румунији, Бугарској, Македонији, Босни и Херцеговини и Хрватској;
- набавка енергије за надокнаду губитака у преносној мрежи у тендерској процедури;
- уговарање системских услуга;
- спровођење процеса сертификације и лиценцирања;
- праћење сигурности снабдевања и достављање подлога министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- утврђивање цене електричне енергије за потребе балансирања система, у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије и редовно објављивање података о ангажованој балансној енергији и цени поравнања;
- прикупљање и објављивање података и информација везаних за транспарентност и праћење тржишта електричне енергије;
- размена информација неопходних за безбедно и сигурно функционисање система са другим операторима система;
- активности везане за издавање гаранција порекла
- активности везане за предају преосталих трансформаторских станица 110/x kV/kV оператору дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција и преузимање преосталих 110 kV далековаода и кабловских водова;
- достављање података и документације потребних за праћење рада оператора преносног система и регулацију цена Агенцији и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасаност и транспарентност рада преносног система и функционисање тржишта.

Правила о раду преносног система

Правилима о раду преносног система се уређују технички аспекти рада преносног система и односи између ЕМС АД, као оператора преносног система, и корисника тог система. Правила су објављена на интернет страницама ЕМС АД и Агенције. Примена Правила о раду преносног система је почела маја 2008, након што је Савет Агенције дао сагласност на прву верзију правила. После допуне у децембру 2011, нова Правила су донета у јулу 2014, а након доношења новог Закона о енергетици у децембру 2014, Савет Агенције је на седници одржаној 03.11.2015. године донео одлуку о давању сагласности на Правила о раду преносног система која су усклађена са овим Законом, која су важила и у 2016. години. У 2016, ЕМС АД је најавио израду нових Правила са циљем да се усагласе са европским мрежним правилима, смерницама и упутствима. Током 2017. године урађене су основне измене Правила због корпоративизације јавног предузећа и његовог преласка у затворено акционарско друштво, тако да је на нова Правила средином децембра 2017. дата сагласност Савета Агенције.

3.3.1 Раздвајање оператора преносног система

Раздвајањем мрежне делатности преноса електричне енергије, као природног монопола, од производње и снабдевања које су тржишног карактера, испуњен је веома битан елемент тржишних реформи.

Оператор преносног система, ЈП „Електро мрежа Србије од 2005. године је самостални правни субјект, правно и функционално раздвојен од енергетских субјеката који се баве производњом и снабдевањем електричном енергијом. У 2016. години ово јавно предузеће је корпоративизовано и од тада функционише као затворено акционарско друштво.

Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио модел тзв. власничког раздвајања оператора преносног систем и рокове за његово остваривање. Према прописаном моделу независност оператора преносног система се остварује тако да исто лице или лица нису овлашћена да спроводе директну или индиректну контролу истовремено и над енергетским субјектима који обављају производњу или снабдевање и над оператором преносног система. Такође ово лице(а) није овлашћено да истовремено буде члан или именује чланове органа управљања оператора преносног система и енергетских субјеката који се баве производњом или снабдевањем електричном енергијом, а у случају када је ово лице Република Србија или државни орган, контролу над

оператором преносног система и над енергетским субјектима задуженим за производњу и снабдевање, не може обављати исти државни орган, или када се ради о различитим државним органима, они не могу бити контролисани од стране истог трећег лица.

Испуњеност услова за остваривање законом прописаног власничког модела раздвајања оператора преносног система, утврђује се у поступку сертификације, који спроводи Агенција.

Постојеће законско решење налаже да тек пошто је неко правно лице сертификовано као оператор преносног система, може Агенцији поднети захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом. Издавањем лиценце, сагласно Закону, ово правно лице одређује се за оператора преносног система електричне енергије.

Поступајући у законом прописаном року, у октобру 2016. године, ЕМС АД је поднело Агенцији захтев за сертификацију. По спроведеној процедури сертификације која подразумева најпре доношење прелиминарне одлуке о сертификацији (што је и учињено Одлуком Савета Агенције од 26. јануара 2017. године, када је ЕМС АД прелиминарно сертификован као оператор преносног система електричне енергије), а потом и прибављања мишљења Секретаријата енергетске заједнице (своје мишљење Секретаријат енергетске заједнице је доставио Агенцији 16. јуна 2017. године), Одлуком Савета Агенције од 4. августа 2017. године, сагласно Закону о енергетици и Правилнику о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији, Акционарском друштву „Електроурежа Србије“ Београд издат је коначни сертификат као оператору преносног система електричне енергије.

Након доношења одлуке о сертификацији, Савет Агенције је 8. децембра 2017. године Акционарском друштву „Електроурежа Србије“ Београд, издао лиценцу за обављање енергетске делатности преноса и управљања преносним системом електричне енергије. Секретаријат Енергетске заједнице је поступајући у складу са овлашћењима из Закона о енергетици, 20. септембра 2017. године доставио Агенцији захтев за покретање процедуре сертификације ради поновне процене усклађености ЕМС АД са критеријумима везаним за раздвајање. Разматрање оправданости поднетог захтева није завршено до краја 2017. године.

3.3.2 Регулација цена

3.3.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на преносни систем утврђује ОПС, на основу елемената из захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије („Службени гласник РС“, бр. 109/15; важи од 01.03.2016.) коју доноси Агенција. Методологијом су утврђене врсте трошкова: прибављање документације, набавка и уградња опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, оператор је дужан да донесе одговарајуће нормативе и користи тржишне цене, односно цене коштања рада и услуга при утврђивању трошкова прикључка у решењу за прикључење.

Како се прикључци на преносни систем не могу типизирати и сваки је пројекат за себе, ОПС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова.

Осим изградње прикључка, подносилац захтева је дужан да плати и прописан део трошкова који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

ОПС је, по правилу, инвеститор односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца).

ЕМС АД је, у складу са законом, донео и Процедуру за прикључење објеката на преносни систем, коју је одобрила Агенција. Овом процедуром се ближе одређује редослед активности ОПС и подносиоца захтева за прикључење и рокови у поступку прикључења објекта на преносни систем.

3.3.2.2 Цене приступа систему

Регулисане цене приступа, односно коришћења преносног система, први пут су примењене 01. јануара 2008, након позитивног мишљења Савета Агенције и сагласности Владе Републике Србије. После тога, оне су још пет пута кориговане, последњи пут 1. марта 2017. године. У јануару и фебруару 2017. године примењиване су цене које су одобрене у марту 2013. године, а у осталим месецима примењиване су цене које су одобрене у марту 2017. године.

Кретање годишњег нивоа одобрених цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси), приказано је у следећој табели:

Табела 3-5: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему²

дин/kWh

	Годишњи ниво одобрене цене					
	од 1.1.2008.	од 1.8.2008.	од 1.3.2010.	од 1.4.2011.	од 1.3.2013.	од 1.3.2017.
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,23	0,25	0,28	0,34	0,44	0,49
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,10	0,10	0,11	0,17	0,18	0,28

* Нето цена за пренос електричне енергије се добија када се укупно одобрени максимални приход умањи за трошкове системских услуга и надокнаде губитака у преносној мрежи и подели са укупном годишњом испорученом количином.

Тарифе које су примењиване у 2017. години приказане су у табели 3-6.

Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 01.3.2017.

Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	динара
			Тарифа од 01.3.2017.
Снага	обрачунска снага	kW	45,1823
	прекомерно преузета снага	kW	180,7292
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,3719
	нижи дневни	kWh	0,1859
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,1783
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,3566

У току 2017. године, Методологија за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије није била предмет измена и допуна. Актуелна цена приступа преносном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

Применом важећих тарифа на реализоване количине током 2017. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,478 дин/kWh.

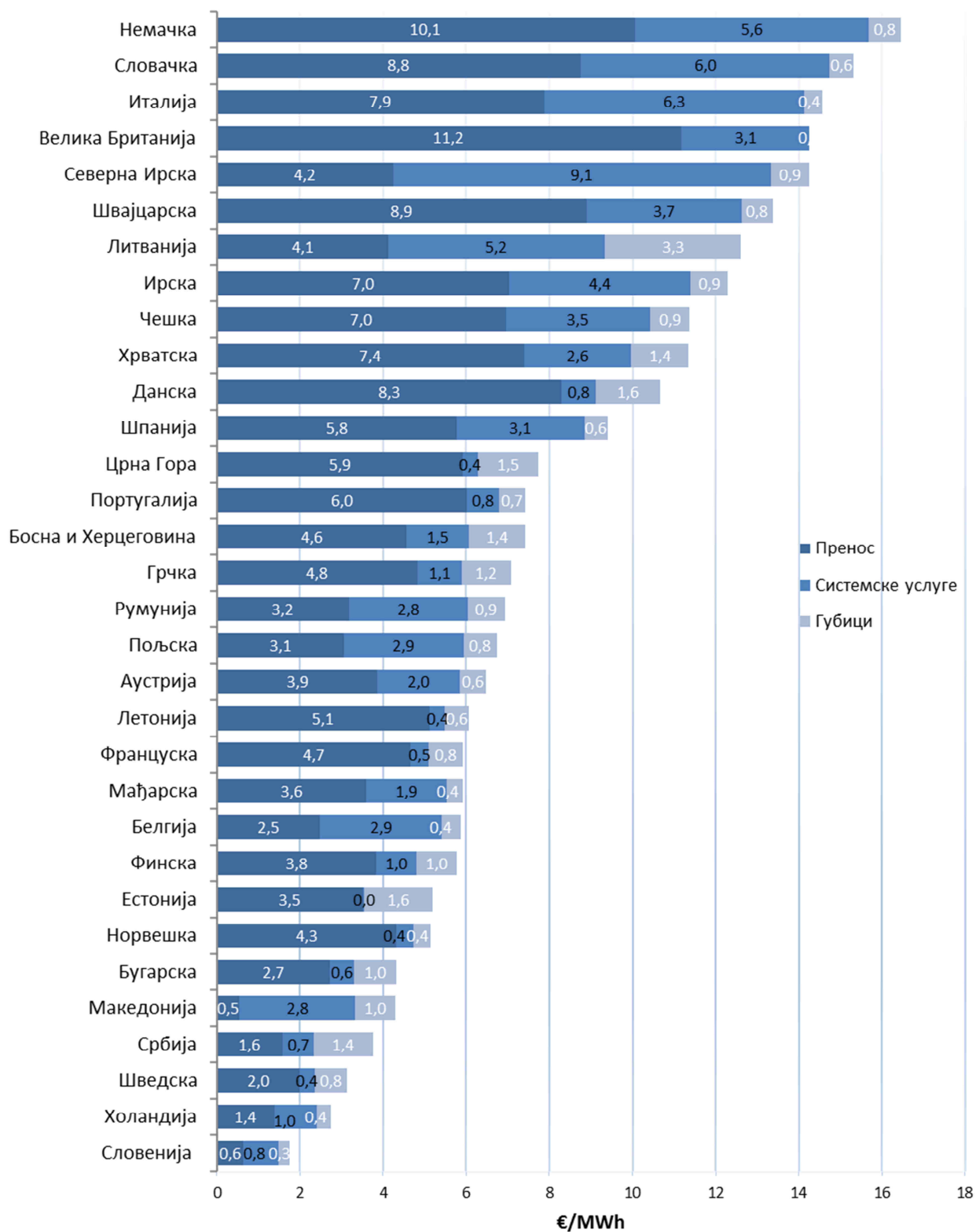
Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему

дин/kWh

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Остварена цена приступа преносном систему	0,25	0,26	0,28	0,33	0,35	0,42	0,43	0,43	0,43	0,48

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E за 2017. годину, приказане су на слици 3-5.

² Појмови везани за цене који се користе у Извештају су годишњи ниво цене и просечна цена. Годишњи ниво цене представља количник прихода добијеног применом важећих тарифа на одређени дан на годишње количине и друге тарифне елементе коришћене у поступку одобравања тарифа. Просечна цена представља количник оствареног прихода и реализованих количина у току једне године. Уколико у току године није било промена цена ове две цене треба да буду сличне, односно да се разликују само за степен одступања остварених количина и тарифних елемената у односу на планиране које су коришћене у поступку одобравања цена.



Извор података: ENTSO-е 2017

Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2017.

3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисан је износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације (45 MW), секундарне регулације (минимални опсег износи 160 MW) и терцијарне регулације (300 MW за позитивну и 150 MW за негативну резерву), као и да целокупна снага у резерви мора да буде обезбеђена из производних јединица прикључених на домаћи преносни систем.

Правилима о раду тржишта електричне енергије, утврђен је начин на који производне јединице прикључене на домаћи преносни систем обезбеђују ове услуге, као и могућност да оператор система закупи недостајућу снагу или набави енергију за системске услуге од осталих учесника на тржишту електричне енергије (снабдевача и снабдевача на велико) или од оператора другог преносног система.

Агенција доноси Одлуку о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације и терцијарне регулације, крајем сваке календарске године. Цене ових системских услуга се утврђују по механизму надокнаде вредности неиспоручене електричне енергије на тржишту електричне енергије због резервације капацитета за ове потребе. Енергија коју произвођачи не могу слободно да пласирају на тржишту због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, одређује се на основу података из електроенергетског биланса и података о ангажовању тих капацитета у претходном периоду.

Цена на основу које се одређује изгубљени приход због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, утврђује се на основу остварених просечних тржишних цена годишњих „фјучерса“³ за константну производњу, односно потрошњу (baseload), на релевантним берзама електричне енергије.

У 2017. години утврђене су цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације у износу од 1.183 динара/MW и терцијарне регулације у смеру повећања снаге у износу од 363 динара/MW. Услуга терцијарне регулације у смеру смањења снаге се не плаћа.

Примарна регулација се не плаћа.

3.3.2.4 Цене помоћних услуга

Поред цена системских услуга, Агенција утврђује и цене помоћних услуга (регулација напона и реактивне снаге и безнапонског покретања) које произвођачи чији су објекти прикључени на електроенергетски систем обезбеђују оператору преносног система. Ове цене се утврђују на годишњем нивоу као паушални износи на основу вредности инвестиционе опреме у електранама које се користе за ове намене. У 2017. години, утврђене су цене помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге у износу од 130.598.000 динара и за услугу покретања из безнапонског стања у износу од 8.096.000 динара, које се обрачунавају у једнаким месечним ратама одређеним као једна дванаестина наведених износа.

Укупни одобрени годишњи износи за обезбеђење системских и помоћних услуга у периоду од 2012. године приказани су у табели 3-8.

Табела 3-8: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга

Година	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Укупна годишња вредност	1.796.813	2.010.634	2.163.889	2.547.037	2.625.261	2.750.648

000 динара

3.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

3.3.3.1 Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима

Република Србија се граничи са осам земаља и има једанаест интерконективних далеководна (400kV и 220kV) на којима ЕМС АД додељује право на коришћење преносних капацитета. На српско-мађарској граници од 2011, на српско-румунској граници од 2013, на српско-бугарској и српско-хрватској граници од 2014., на српско-босанскохерцеговачкој граници од 2015. и на српско-македонској граници од 2017. организоване су заједничке експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, док на границама са Албанијом и Црном Гором, ЕМС АД и суседни оператори преносних система додељују право на коришћење по 50% прекограничних преносних капацитета.

Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима електроенергетског система Србије. Механизам за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета је дефинисан Правилима о раду преносног система, споразумима између оператора преносног система Републике Србије (ЕМС АД) и оператора преносних

³ futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине, Хрватске и Македоније о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима и општим Правилима за доделу расположивих прекограничних преносних капацитета на границама регулационе области Србије. На правила и споразуме који су примењивани у 2017, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2016. године.

Додела права на коришћење прекограничних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за прорачун, доделу и коришћење прекограничних преносних капацитета на свим границама регулационе области Републике Србије. Детаљније о додели и коришћењу прекограничних капацитета је изложено на интернет страници оператора преносног система (www.ems.rs).

У табелама 3-9 и 3-10 су дате средње месечне вредности нето прекограничних преносних капацитета (NTC) на свим границама, у оба смера.

Табела 3-9: Средње месечне вредности NTC за смер улаза у Србију у 2017.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ--->Срб	700	700	700	700	677	700	700	700	700	700	700	700
Рум---> Срб	550	575	597	542	602	322	369	395	418	444	362	518
Буг ---> Срб	150	150	200	300	300	297	300	300	180	300	300	300
Мак---> Срб	400	400	400	400	400	300	300	300	383	400	400	400
Алб---> Срб	250	250	200	213	210	210	210	210	196	250	250	250
ЦГ---> Срб	600	600	500	500	629	460	550	485	537	700	700	600
БиХ--->Срб	600	500	450	438	535	585	561	495	222	600	600	600
Хрв---> Срб	550	500	450	428	455	360	387	429	222	600	520	600

Табела 3-10: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2017.

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб --->Мађ	800	800	800	800	774	800	800	800	767	800	800	800
Срб --->Рум	700	775	771	735	732	592	616	761	348	705	555	706
Срб --->Буг	150	150	200	200	150	150	150	150	90	150	150	150
Срб --->Мак	700	700	700	677	600	560	661	545	650	732	700	700
Срб --->Алб	250	250	250	213	210	210	210	210	196	239	250	250
Срб --->ЦГ	700	700	700	677	671	573	611	495	667	655	700	700
Срб --->БиХ	550	500	600	588	568	600	523	545	575	600	500	600
Срб --->Хрв	600	600	600	570	471	360	387	545	575	558	520	600

У току 2017. године, ЕМС АД је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије.

На границама: Србија-Албанија и Србија-Црна Гора, у складу са Правилима за расподелу прекограничних преносних капацитета, ЕМС АД је током 2017. додељивао 50% расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу организовањем експлицитних аукција, са наплатом резервације капацитета према последњој прихваћеној цени ("marginal price") у случају загушења. Доделу друге половине преносног капацитета су организовали оператори преносних система суседних земаља. ЕМС АД је на овим границама спроводио и унутардневну доделу прекограничног преносног капацитета методом „first come–first served“ (према редоследу пријављивања).

Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2017.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитом	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег цена последње прихваћене понуде у случају загушења (EUR/MWh)
Алб-Срб	5	15 / 17	8 - 14	0,11 – 0,52
ЦГ-Срб	0	23 / 23	7 - 15	0,02 – 0,27
Срб-Алб	5	16 / 18	9 - 13	0,35 – 10,08
Срб-ЦГ	0	24 / 24	12 - 15	0,05 – 0,75

Током 2017. право учешћа у аукцијама за 50% расположивог капацитета имао је 41 учесник на тржишту, од којих је њих 24 активно учествовало у аукцијама. Годишње аукције су спроведене само на граници са Црном Гором док на граници са Албанијом нису спроведене због немогућности гарантовања годишњег капацитета у случају успостављања области КОСТТ у току 2017. Месечне алокације су организоване за сваки месец у 2017. на границама са Црном Гором и Албанијом. Подаци о спроведеним месечним аукцијама су приказани у табели 3-11.

ЕМС АД је током 2017. организовао дневне експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-мађарској граници, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), као и унутардневне аукције методом „first come-first served“. Мађарски оператор преносног система MAVIR ZRt. је спроводио доделу расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“). На свим аукцијама које је организовао ЕМС АД, учествовало је 37 учесника од 60 колико их је имало право учешћа.

За доделу 100% расположивог капацитета на српско-румунској граници, ЕМС АД је организовао дневне експлицитне аукције уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а румунски оператор преносног система CNTEE Transelectrica S.A. је спроводио доделу расположивог капацитета на годишњем и месечном нивоу, уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), као и на унутардневном нивоу, организовањем експлицитних аукција (6 сесија по 4 сата). На свим аукцијама које је организовао ЕМС АД, учествовала су 22 учесника од 49 колико их је имало право учешћа.

Хрватски оператор преносног система ХОПС је током 2017. организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-хрватској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а ЕМС АД је спроводио доделу расположивог капацитета на дневном нивоу методом наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“) и на унутардневном нивоу методом „first come-first served“. На свим аукцијама које је спроводио ЕМС АД, учествовало је 17 учесника од 41 колико их је имало право учешћа.

На српско-бугарској граници, бугарски оператор преносног система Електроенергиен Системен Оператор ЕАД је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, а ЕМС АД је додељивао расположив капацитет на дневном нивоу. Оба оператора су примењивала метод наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“). На аукцијама које је организовао ЕМС АД је учествовало 26 учесника од 49 колико их је имало право учешћа. Унутардневна расподела капацитета није организована услед техничких проблема бугарског оператора преносног система.

ЕМС АД је током 2017. организовао годишње и месечне експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-босанскохерцеговачкој граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а по истој методи, оператор преносног система Босне и Херцеговине (НОСБИХ) је организовао дневне аукције, а методом „first come-first served“ је организовао унутардневне алокације капацитета. На аукцијама које је организовао ЕМС АД су учествовала 22 учесника од 43 колико их је имало право учешћа.

Македонски оператор преносног система МЕПСО је током 2017. организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-македонској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а ЕМС АД је спроводио доделу расположивог капацитета на дневном нивоу методом наплате према последњој прихваћеној цени („marginal price“) и на унутардневном нивоу методом „first come-first served“. На свим аукцијама које је спроводио ЕМС АД, учествовала су 23 учесника од 36 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2017. годину приказани су у табели 3-12.

Табела 3-12: Подаци о спроведеним заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2017.

Граница – смер	Број учесника у аукцијама који је остварио право на капацитет	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	9	0,16
Србија – Мађарска*	13	0,31
Румунија – Србија*	10	2,82
Србија – Румунија*	5	0,07
Бугарска - Србија*	9	0,77
Србија - Бугарска*	5	0,68
Хрватска - Србија*	5	0,07**
Србија - Хрватска*	7	0,12**
БиХ – Србија	7	0,11
Србија – БиХ	6	0,05
Македонија – Србија*	7	0,20
Србија – Македонија*	8	0,80

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Цене у EUR/MWh су просечне јер се цена одређује у хрватским кунама

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2017. години су приказани у табели 3-13.

Табела 3-13: Подаци о спроведеним заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2017.

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/ укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	1	12 / 12	18 - 23	0,18 – 0,95
Србија – Мађарска*	1	12 / 12	18 - 24	0,11 – 0,48
Румунија – Србија*	5	61 / 63	10 - 19	0,31 – 7,03
Србија – Румунија*	5	19 / 51	6 - 12	0,01 – 0,03
Бугарска – Србија*	12	13 / 13	3 – 13**	0,34 – 7,11
Србија – Бугарска*	12	12 / 12	2 – 7**	0,12 – 0,89
Хрватска – Србија*	24	22 / 22	4 – 9	0,04***
Србија – Хрватска*	24	23 / 23	4 – 8	0,04***
БиХ - Србија	0	25 / 25	7 – 12	0,01 – 0,12
Србија - БиХ	0	20 / 22	7 - 11	0,01 – 0,08
Македонија – Србија*	0	12 / 14	10 - 17	0,10 – 4,00
Србија – Македонија*	0	21 / 21	14 - 20	0,10 – 1,40

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Број учесника који је остварио право на капацитет

*** Цене у EUR/MWh су просечне јер се цена одређује у хрватским кунама

ЕМС АД је крајем 2017. године закључио споразуме о организовању заједничких алокација/аукција за 2018. са операторима суседних преносних система са којима су оне организоване у 2017. На све ове споразуме Савет Агенције је дао сагласност пре краја године.

3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области

Укупан обим прекограничних трансакција (са АПКМ) у 2017. је био 19.133 GWh у смеру улаза, односно 17.822 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁴ био 15.865 GWh. У табели 3-14 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2009-2017.

Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2017.

Година	GWh		
	Прекограничне трансакције – улаз	Прекограничне трансакције – излаз	Интерне трансакције
2009	6.883	8.681	3.679
2010	10.551	11.581	5.835
2011	11.171	11.481	10.004
2012	10.781	10.769	7.815
2013	10.094	13.939	11.711
2014	16.637	14.416	11.574
2015	16.165	16.910	9.835
2016	15.526	17.844	15.633
2017	19.133	17.822	15.865

Током 2017. је повећана прекогранична размена у смеру улаза и задржан обим интерних и прекограничних размена у смеру излаза, што указује да је повећана куповина електричне енергије са страних тржишта, која је првенствено узрокована мањом производњом електричне енергије у одређеним периодима године.

Поред трансакција приказаних у табели 3-14, део прекограничне размене је реализован кроз острвски рад дистрибутивних система Србије и Босне и Херцеговине у износу од 72,04 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 1,28 GWh у супротном смеру.

⁴ билатерална трговина између две балансно одговорне стране у Србији

У табели 3-15 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2017.

Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2017.

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Излаз из Србије
Румунијом	3.741	756
Бугарском	2.006	685
Македонијом	2.174	3.789
Албанијом	381	1.480
Црном Гором	444	2.195
БиХ	2.110	2.637
Хрватском	1.795	1.475
Мађарском	6.482	4.805
По свим границама	19.133	17.822

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2017. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од близу 19,5 милиона € и то по следећој структури:

Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2017.

Алокације	Приходи (€)
Годишње	4.394.990
Месечне	12.175.336
Дневне	2.883.255
Укупно	19.453.581

У складу са Уредбом (ЕУ) 714/2009, приходи ОПС од расподеле прекограничног капацитета су саставни део укупног прихода који се утврђује при одређивању цене за приступ преносном систему, тако да су се као један од извора новчаних средстава користили за финансирање инвестиција у преносни систем, како би се одржали и повећавали прекогранични преносни капацитети.

3.3.4 Пренете количине електричне енергије

У табели 3-17 су приказани подаци о пренетој електричној енергији у 2017. години у односу на билансом планиране количине за 2017. и пренете количине електричне енергије у претходној, 2016. години. У односу на 2016. годину, у преносни систем је ушло 2,29% мање електричне енергије (947 GWh), док је излаз из преносног система у 2017. мањи од излаза у 2016. за 2,25 % (910 GWh). Као претходне године, билансом за 2017. планирана је значајно већа енергија за надокнаду губитака у систему у односу на остварене губитке и у 2016. и у 2017. години. Овакво планирање губитака није прихватљиво за Агенцију у процесу анализе оправданих трошкова ОПС и одобравања цена за приступ систему за пренос електричне енергије.

Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса без АПКМ

	2016		2017	
	Остварено	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	41.401	41.255	40.454	98,06
Губици (GWh)	890	969	852	87,93
Губици (%)	2.15%	2,35%	2,11%	89,79
Излаз (GWh)	40.511	40.286	39.601	98,3

Остварени физички транзит електричне енергије у 2017. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далеководова, износио је 5.158 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-18.

Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2017. (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	287	399	353	418	350	423	526	529	344	479	507	543

На делу система без АПКМ, пренето је 40.454 GWh, од тога је 33.903 GWh преузето из електрана прикључених на систем, 6.245 GWh је преузето из суседних система, 303 GWh је преузето са територије АПКМ, а због производње електрана прикључених на дистрибутивни систем које су производиле више електричне енергије него што је била потрошња у тим деловима дистрибутивног система, из дистрибутивног система је преузето око 3 GWh електричне енергије. Највећи део пренете енергије је испоручен системима за дистрибуцију електричне енергије, затим крајњим купцима, суседним системима и реверзибилним и пумпним постројењима за потребе пумпања.

Табела 3-19: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ)

	Јед. мере	2016	2017	2017/2016
Пренета електрична енергија	GWh	41.401	40.454	97,71
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	126,2	138,6	107,94
Максимално сатно оптерећење	MW	5.800	6.369	109,83
Губици у преносном систему	GWh	892	852	95,52
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,15	2,11	98,14

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2017. износили 852 GWh, што је 2,11% електричне енергије која је преузета у преносни систем. Настављен је тренд смањења губитака, који су у односу на 2016. смањени и у апсолутном и у процентуалном износу. Целокупну енергију за покривање губитака у преносном систему у 2017. години ЕМС АД је набавио од ЈП Електропривреда Србија на основу уговора о потпуном снабдевању.

Потрошња електричне енергије у Србији, а и у региону, сезонски је неравномерна, тако да се максимална потрошња по правилу остварује током зимског периода у најхладнијим данима или у данима непосредно пре празника. Током зимског периода 2017. године (током 6 зимских месеци јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар 2017.), просечна дневна потрошња, која у великој мери зависи од средње дневне температуре, у Србији без АПКМ, била је 105.172 MWh. Највећа дневна бруто потрошња од 138.571 MWh је остварена 10. јануара 2017, а истог дана у 19 часова остварено је и максимално сатно оптерећење у 2017. у износу од 6.325 MW.

3.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Реорганизацијом ЈП ЕПС, 01. јула 2015. је формирано јединствено зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС) које обавља делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом електричне енергије на територији Србије без АПКМ. Законом је детаљно уређена одговорност ОДС да обезбеди: сигуран и поуздан рад дистрибутивног система; развој дистрибутивног система; недискриминаторни и транспарентан приступ дистрибутивном систему; подршку ефикасном функционисању тржишта; исправност и поузданост мерења електричне енергије на местима примопредаје у и из дистрибутивног система и квалитет испоруке електричне енергије.

Најважније активности оператора дистрибутивног система у 2017. години, којима се обезбеђивало усклађивање његовог рада са обавезама из Закона и функционисање тржишта електричне енергије, биле су следеће:

- организационе промене у циљу ефикасног рада јединственог оператора дистрибутивног система;
- израда петогодишњег плана развоја дистрибутивног система и усклађивање са планом развоја преносног система и захтевима за прикључење објеката произвођача и купаца, који није завршен и није достављен Агенцији на сагласност;
- израда плана преузимања прикључака;
- израда јединствених Правила о раду система за дистрибуцију електричне енергије;
- сарадња са ЕМС АД и снабдевачима у погледу обезбеђивања података у вези са функционисањем тржишта и балансне одговорности;
- достављање Агенцији података и документације потребних за праћење рада оператора и анализе података потребних за регулацију цена;
- достављање података Министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- преузимање трансформаторских станица 110/x kV/kV од ЕМС АД и предаја водова 110 kV ЕМС АД;
- набавка енергије за надокнаду губитака у дистрибутивној мрежи и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасаност и транспарентност рада дистрибутивног система, као и функционисање тржишта.

ОДС има законску обавезу да до средине 2021. године преузме мерне уређаје, мерно разводне ормане, прикључне водове, инсталацију и опрему у мерно разводном орману и друге уређаје који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца, односно произвођача, пошто су ти уређаји и опрема део дистрибутивног система. План треба да буде израђен на основу анализе стања мерних уређаја, мерно разводних ормана, односно прикључних водова, инсталација и опреме у мерно разводном орману и утврђене потребе за њиховом заменом

или утврђене потребе за усаглашавањем са захтевима из техничких прописа и правила о раду дистрибутивног система. На план који је достављен Агенцији, средином 2017. је дата сагласност од стране Савета Агенције.

Правила о раду дистрибутивног система

Правилима о раду дистрибутивног система се уређују технички услови за прикључење корисника на систем, технички и други услови за безбедан погон дистрибутивног система и за обезбеђивање поуздане и континуиране испоруке електричне енергије купцима, поступци у кризним ситуацијама, правила о приступу дистрибутивном систему треће стране, функционални захтеви и класа тачности мерних уређаја, начин мерења електричне енергије и други услови. ОДС је после свог формирања, у другој половини 2015, започео израду правила. У периоду од јула 2016. до јула 2017. године радни тимови ОДС и Агенције су усаглашавали текст правила, организоване су јавне консултације о правилима, после чега је Савет Агенције на седници одржаној 19. јула 2017. дао сагласност на правила, која су у примени од 01. августа 2017. године.

3.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система

Раздвајањем мрежне делатности дистрибуције електричне енергије, као природног монопола, од производње и снабдевања, које су тржишног карактера, испуњава се веома битан елемент тржишних реформи.

Оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа мора бити независан у смислу правне форме, организације и одлучивања од других делатности које нису повезане са делатношћу дистрибуције електричне енергије. Делатност дистрибуције електричне енергије на територији Републике Србије обавља једно зависно привредно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС-Дистрибуција“ д.о.о. Београд, као део вертикално интегрисаног предузећа ЈП ЕПС.

Сагласно Закону о енергетици (члан 131), независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако да лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно одговорни за делатност производње, преноса или снабдевања електричном енергијом, као и предузимањем мера које ће осигурати да лица одговорна за управљање оператором дистрибутивног система поступају стручно, како би се обезбедила њихова независност у раду. Исто тако, оператор дистрибутивног система треба да доноси одлуке, независно од вертикално интегрисаног предузећа, по питању средстава потребних за погон, одржавање и развој мреже, као и одлуке о текућем пословању, односно одлуке о изградњи или унапређењу дистрибутивне мреже ако су у оквирима одобреног финансијског плана.

Према Закону о енергетици (члан 132), оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа дужан је да донесе Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања, који садржи мере у циљу спречавања дискриминаторног понашања, начин праћења спровођења тих мера и обавезе запослених за постизање постављених циљева (Савет Агенције је дао сагласност на Програм усклађености оператора дистрибутивног система својом одлуком из јуна 2016. године). Сагласност је дата условно уз обавезу оператора дистрибутивног система да до истека законског рока за усклађивање оснивачког аката Оператора дистрибутивног система "ЕПС Дистрибуција" д.о.о. Београд са одредбама закона којим се уређује правни положај јавних предузећа и других облика организовања који обављају делатност од општег интереса, обавести Агенцију о оствареној независности оператора дистрибутивног система утврђеној одредбама члана 131. Закона о енергетици, у том оснивачком акту.

Оператор дистрибутивног система је дужан да именује лице одговорно за праћење усклађености (Савет Агенције је у јуну 2016. године дао сагласност на услове за именовање и трајање мандата лица за праћење усклађености, као и претходну сагласност на одлуку о именовању).

Лице одговорно за праћење усклађености припрема годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености и доставља га Агенцији на сагласност. Савет Агенције је у јулу 2017. године дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2016. годину. При давању сагласности на овај извештај Савет Агенције није оцењивао предложене мере и закључке одговорног лица.

Поступак усклађивања Одлуке о оснивању Оператора дистрибутивног система "ЕПС Дистрибуција" д.о.о. Београд са новим Законом о јавним предузећима и одредбама Закона о енергетици, до краја 2017. године није окончан. Очекује се уважавање датих сугестија Агенције на оснивачки акт Оператора дистрибутивног система "ЕПС Дистрибуција" д.о.о. Београд, од стране државних органа Републике Србије, у законом утврђеном поступку.

3.4.2 Регулација цена

3.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на дистрибутивни систем утврђује ОДС, на основу захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије коју доноси Агенција („Службени гласник РС“, бр. 109/15; важи од 01.03.2016.). Методологијом су утврђене врсте трошкова: прибављање документације, набавка и уградња опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, оператор је дужан да донесе одговарајуће нормативе и користи тржишне, односно цене коштања рада и услуга при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење. ОДС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу

којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова. Прикључци су у Методологији груписани по врстама и типовима тако да, у зависности од удаљености објекта од система, техничких услова и начина приључења разликујемо типске и индивидуалне прикључке.

Код типских прикључака, у зависности од броја мерних уређаја, разликујемо појединачне и групне типске прикључке. Акт ОДС о висини трошкова прикључења типских прикључака садржи и висину:

- трошка изградње типског прикључка по подврстама и типовима типских прикључака у зависности од места уградње мерно разводног ормана;
- јединичног варијабилног трошка и
- трошка дела система које оператор утврђује у складу са методологијом.

Уколико Агенција, на основу достављених података, као и података које може захтевати у складу са Законом, оцени да ОДС није донео акте о висини трошкова прикључења у складу са Методологијом, захтеваће да јој ОДС достави нови акт, утврђен у свему у складу са Методологијом, у року од 30 дана од дана писменог захтева Агенције.

ОДС има обавезу да редовно доставља Агенцији податке о броју новоприкључених мерних места на дистрибутивни систем, оствареним приходима и новчаним приливима по основу издатих решења о одобрењу за прикључење на дистрибутивни систем, према врстама прикључака, као и о оствареним трошковима прикључења, у складу са Инфо-правилима које је утврдила Агенција .

Агенција за 2017. годину није добила податке о висини трошкова прикључења због увођења новог информационог система ОДС.

3.4.2.2 Цене приступа систему

Дистрибутивна предузећа су први пут почела да примењују регулисане цене приступа, односно коришћења дистрибутивног система, 1. марта 2010. године, након позитивног мишљења Агенције на предлоге цена добијених од 5 дистрибутивних привредних друштава и сагласности Владе. Након тога, цене приступа дистрибутивним системима су кориговане 1. априла 2011, 1. августа 2013. и оне су важиле у јануару и фебруару 2016. за купце који имају право на гарантовано снабдевање. Од 1. марта 2016. године, примењују се нове јединствене цене за приступ дистрибутивном систему. У току 2017. године није било промене и примењиване су цене које су одобрене у марту 2016. године. Цене приступа дистрибутивном систему могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

Крајем 2013. године, Влада Републике Србије је донела Уредбу о начину и условима одређивања уједначених цена приступа дистрибутивном систему у условима отварања тржишта електричне енергије. Ова Уредба је ступила на снагу 01.01.2014. године и примењивана је за купце који нису имали право на регулисано снабдевање. Уједначавањем цена приступа дистрибутивном систему, омогућено је да на целој територији Републике Србије купци из исте категорије и групе купаца, под истим условима купују електричну енергију од снабдевача на слободном тржишту. Статусном променом од 01. јула 2015. формиран је један ОДС за целу територију Републике Србије, па је 1. марта 2016. овај ОДС, уз сагласност Агенције, донео јединствену цену приступа дистрибутивном систему која је примењивана до краја 2016. и у 2017. години, за све купце, независно од тога да ли су или нису имали право на гарантовано снабдевање.

Табела 3-20: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ)

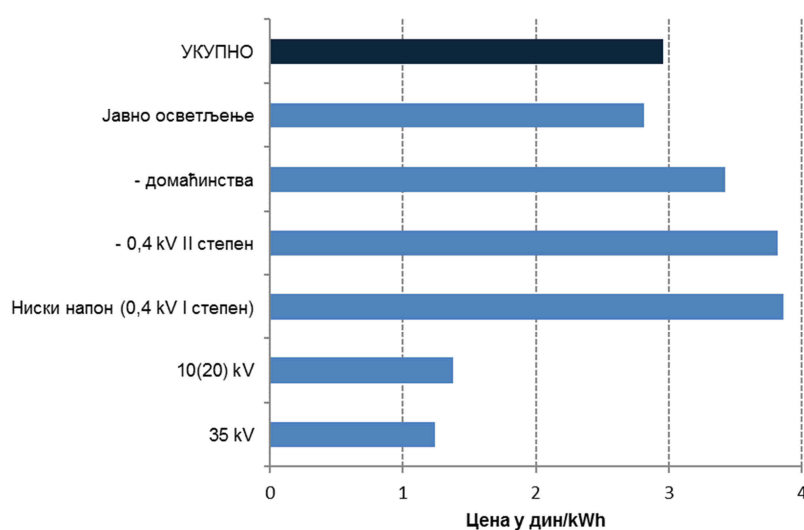
Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене			
	од 1.03.2010.	од 1.04.2011.	од 1.08.2013.	од 1.03.2016.
Средњи напон - укупно	1,17	1,385	1,56	1,32
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,71	3,19	3,53	3,58
Широка потрошња - укупно	2,11	2,43	3,27	3,46
- 0,4 kV II степен	2,38	2,72	3,75	3,87
- домаћинства	2,08	2,39	3,20	3,40
Јавно осветљење	1,61	1,90	3,06	2,82
Укупно ниски напон	2,20	2,54	3,30	3,46
ПРОСЕЧНО	1,82	2,30	2,93	2,93

Просечна цена приступа дистрибутивном систему у 2017. за све купце (без ПДВ и такси), била је 2,96 дин/kWh (Табела 3-21).

Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему

Категорија потрошње	дин/kWh							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
35 kV	1,24	1,35	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25	1,24
10 kV	1,20	1,36	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46	1,38
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,89	3,22	3,19	3,68	4,22	4,12	3,95	3,86
- 0,4 kV II степен	2,41	2,63	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81	3,82
- домаћинства	2,14	2,31	2,39	2,86	3,29	3,27	3,38	3,42
Јавно осветљење	1,63	1,83	1,89	2,48	3,10	3,08	2,86	2,82
ПРОСЕЧНО	2,03	2,23	2,14	2,66	3,01	2,96	2,98	2,96

На слици 3-6 су приказане остварене просечне цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије (без ПДВ и такси) за Србију (без АПКМ) по категоријама купаца у 2017. години.



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2017.

У току 2017. године, Методологија за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије није била предмет измена и допуна.

3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије

Дистрибуирана електрична енергија је, готово у целини, преузета из преносног система. Мања количина енергије се преузима од електрана прикључених на дистрибутивни систем, али она се из године у годину повећава. Енергија преузета од електрана прикључених на дистрибутивни систем је у 2017. била за 20,1% већа него у 2016. Имајући у виду експанзију производње електрана прикључених на дистрибутивни систем у подручјима са малом потрошњом електричне енергије, дошло је и до појаве да је око 3 GWh електричне енергије испоручено из дистрибутивног у преносни систем.

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2017. процентуално готово исти као и у 2016. и као такви су и даље изнад технички оправданих. Толики ниво губитака, у поређењу са земљама ЕУ, може се само делимично оправдати неминовним техничким губицима због високог учешћа потрошње на ниском напону у односу на већину земаља ЕУ. Високи губици су првенствено последица неовлашћеног прикључења на дистрибутивну мрежу и неовлашћеног преузимања (крађе) електричне енергије. Поред тога, губици су високи и због дугогодишњег недовољног улагања у дистрибутивну мрежу. Посебан проблем представља велики кашњење у замени дотрајалих мерних уређаја и преузимању мерних места и прикључних водова. Овакав резултат, да губици електричне енергије нису смањени у односу на претходну годину, без обзира на повећану потрошњу електричне енергије на средњем напону за око 4,8% и нешто мању, готово исту потрошњу на ниском напону у односу на остварење у 2016, показује да оператор дистрибутивног система није, у складу са планом за смањење губитака у 2017, предузео све предвиђене мере на смањењу губитака. Посебно се то види из података о минималним активностима на контроли и преузимању мерних уређаја и прикључних водова и опреме, што је предуслов њиховог довођења у технички исправно стање. Очекује се да ће у наредном периоду ове активности бити интензивније, као и да ће бити појачана контрола мерних места ради откривања крађе електричне енергије. Приликом давања сагласности на цене приступа дистрибутивном систему, ће се при оцени оправданог износа

губитака у мрежи, узимати у обзир сви релевантни подаци из претходних година, као и износи губитака и планиране активности које су предвиђене у плановима за смањење губитака.

Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2008 – 2017.

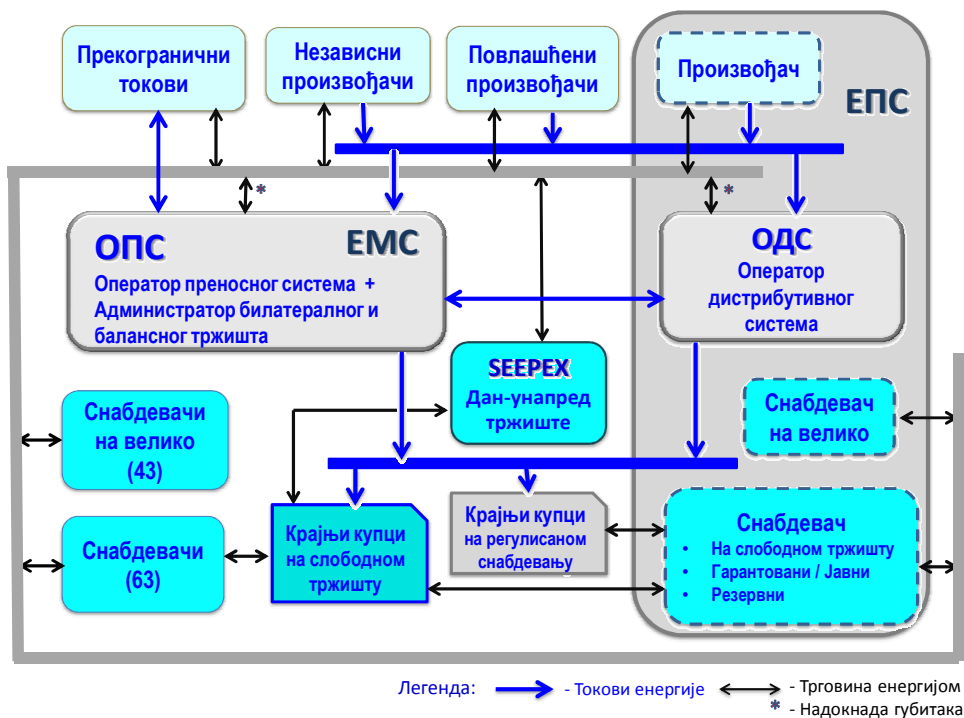
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	GWh, %
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	29.942	29.970	30.453	30.607	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162	30.503	
Преузето из преносне мреже (без купаца на 110 kV)	29.902	30.392	30.558	29.922	30.183	29.965	29.078	29.778	29.528	29.777	
Преузето из суседних дистрибутивних система	-	0,2	0,5	3,1	3,6	0,1	6,4	32,2	185,8	188	
Производња електрана прикључених на ДС	40	61	46	48	73	104	267	321	448	538	
Укупно испоручено из дистрибутивног система	25.271	25.106	25.497	25.859	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246	26.549	
Испоручено крајњим купцима (без купаца на 110 kV)	25.271	25.106	25.496	25.857	25.677	25.586	25.130	25.863	26.147	26.425	
Испоручено суседним дистрибутивним системима	-	0,3	0,5	2,1	0,6	0,5	27,4	32,3	98,6	121	
Испоручено у преносни систем										3	
Губици у дистрибутивном систему	4.671	4.865	4.958	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	15,6	16,2	16,3	15,5	15,1	14,9	14,4	14,1	13,0	13,0	

3.5 Тржиште електричне енергије

Тржиште електричне енергије у Србији се састоји из:

- билатералног тржишта електричне енергије;
- балансног тржишта електричне енергије и
- организованог тржишта електричне енергије.

Шема тржишта електричне енергије крајем 2017. је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2017.

Учесници на тржишту електричне енергије су:

- произвођач електричне енергије;
- снабдевач електричном енергијом;
- снабдевач на велико електричном енергијом;
- крајњи купац;
- оператор преносног система у случају обезбеђивања системских услуга, балансирања система, обезбеђивања сигурног рада система и куповине електричне енергије за надокнаду губитака у преносном систему;
- оператор дистрибутивног система у случају куповине електричне енергије за надокнаду губитака у дистрибутивном систему;
- оператор затвореног дистрибутивног система електричне енергије и
- оператор тржишта.

3.5.1 Билатерално тржиште електричне енергије

На билатералном тржишту се одвијају куповина и продаја електричне енергије директно између учесника на тржишту, при чему су на veleпродајном билатералном тржишту учесници трговали електричном енергијом по слободним ценама, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да су од 2015. године сви купци осим домаћинстава и малих купаца електричну енергију морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци имају могућност избора снабдевача на слободном тржишту и увек могу да се врате код гарантованог/јавног снабдевача.

3.5.1.1 Велепродајно тржиште

Велепродајно тржиште електричне енергије је у 2017. години било базирано на трговини између снабдевача, с обзиром да већи независни произвођачи не постоје. Активност снабдевача на слободном тржишту је најизраженија у домену прекограничне размене, углавном за потребе транзита кроз Србију, који је доминантан због централне географске позиције електроенергетског система Србије у региону са 8 граница, као и за потребе извоза и увоза за крајње купце. Током 2017, увоз електричне енергије за потребе купаца у Србији је био већи од извоза, што је било најизраженије у зимским месецима. Најизраженији увоз био је у јануару месецу 2017. када је био чак 13,5 пута већи од извоза електричне енергије у истом месецу, а три пута већи од увоза у јануару месецу претходне године и износио је 697 GWh.

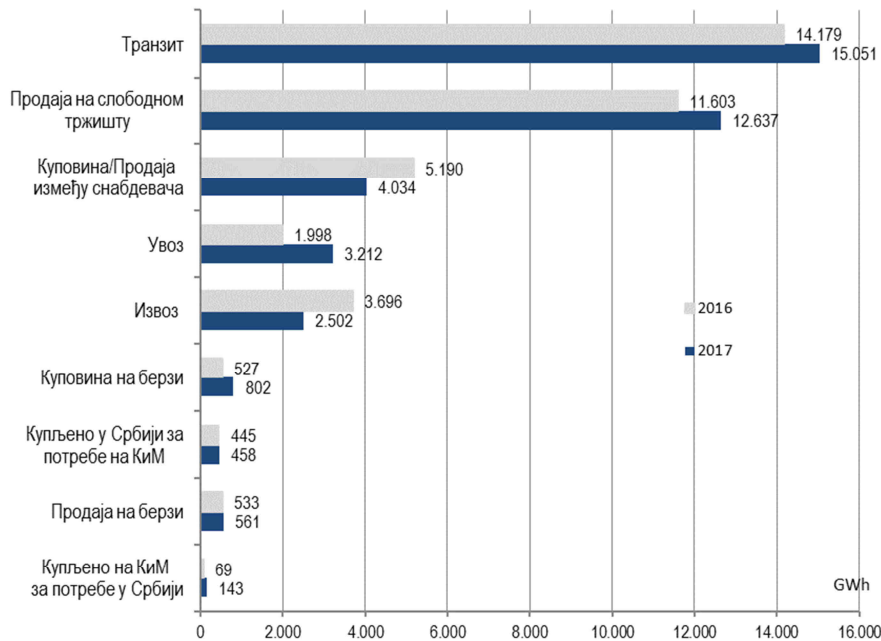
Број учесника на тржишту који учествују на аукцијама расте из године у годину. Један од најважнијих разлога за ово повећање је што је организовањем заједничких аукција са суседним операторима суседних система на неким границама, омогућено да и субјекти који нису лиценцирани у Србији, учешћем на заједничким аукцијама, имају приступ прекограничним капацитетима.

Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2008. до 2017.

Година	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Број учесника на тржишту	30	31	35	35	45	37	47	51	60	65

Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са ЕМС АД, у 2017. је имало 65 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 5 више у односу на 2016. годину. Активних учесника на тржишту било је 56, што је за 4 више него у 2016. години. Прекограничном разменом бавила су се 44 учесника, снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту у 2017.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2016. и 2017. години.



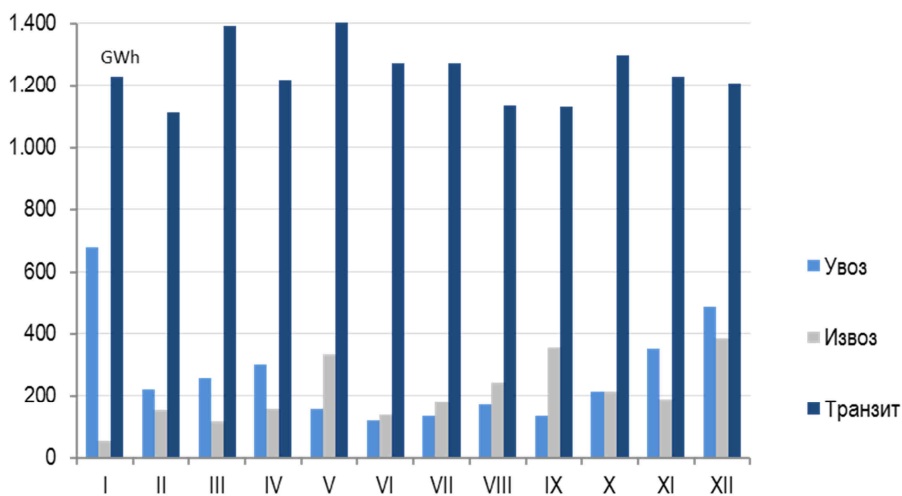
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2016. и 2017.

Снабдевачи који су остварили највећи промет енергије по најинтензивнијим активностима су били:

- **Транзит:** GEN-I d.o.o. Београд, Energy Financing Team (Switzerland) AG, Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд, Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд и "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRANE" доо, Љубљана;
- **Извоз:** Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд, "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о., GEN-I d.o.o. Београд, ПЛЦ ИНТЕРЕНЕРГО д.о.о. Београд и Energy Financing Team (Switzerland) AG;
- **Куповина/продаја између снабдевача:** Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд, GEN-I d.o.o. Београд, "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRANE" и ПЛЦ ИНТЕРЕНЕРГО д.о.о. Београд.

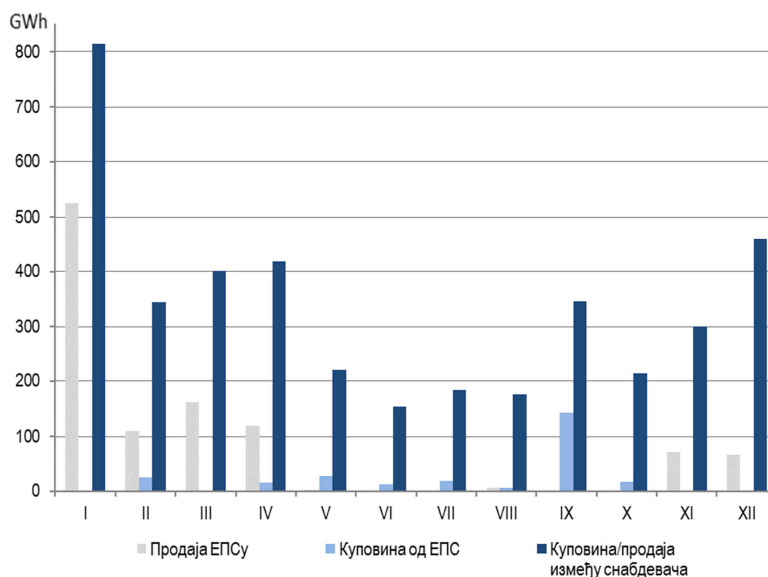
На основу података које су доставили снабдевачи електричном енергијом, током 2017. транзит је остао на нивоу транзита оствареног у 2016. години (комерцијални подаци), извоз је био за око 30% мањи, док је увоз порастао за 60% у односу на претходну годину. Извоз је био изражен током маја и у другој половини године и то у периоду од августа до децембра, док је увоз био највећи у јануару, новембру и децембру када је увезено око 47% од укупно увезене електричне енергије у 2017. години.

Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2017. приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2017.

На слици 3-10 је приказана куповина/продаја електричне енергије између снабдевача, куповина ЈП ЕПС од осталих снабдевача и продаја ЈП ЕПС другим снабдевачима. Током 2017. године није било значајне куповине снабдевача од ЈП ЕПС, осим у септембру када је купљено 144 GWh. Трговина између осталих снабдевача је била значајна током целе године, а изразита је била у јануару када је предмет трговине било чак 815 GWh.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2017.

У табели 3-24 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2017. години, као и процентуална промена остварених вредности ових показатеља у односу на њихове вредности остварене у 2016. За сваку од наведених активности снабдевача, приказани су:

- укупна количина електричне енергије;
- учешће електричне енергије којом су трговала три снабдевача са највећим обимом трговине у укупној количини електричне енергије којом се трговало, по свакој активности;
- вредност Herfindahl-Hirschman индекса (HHI), која указује на ниво концентрације тржишта⁵ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁶.

Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2017.

Активност снабдевача	Количина електричне енергије		Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине		Херфиндал-Хиршманов индекс HHI	Ниво концентрисаности тржишта
	2017 (GWh)	2017 (%)	2017 (GWh)		2017	2017
Трговина на организованом тржишту (берзи)						
Продаја	848	62	527		1.812	Умерено висок
Куповина	848	59	496		1.446	Умерено висок
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту						
Продаја	4.033	36	1.454		732	Низак
Куповина	4.033	50	2.018		1148	Умерено Висок
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту						
Продаја	12.637	97	12.303		8.892	Висок

⁵ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

⁶ За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:
 HHI < 1000 - неконцентрисано
 1001 < HHI < 2000 - умерено концентрисано
 HHI > 2001 - високо концентрисано тржиште

Од 56 активних снабдевача, 5 снабдевача се јавља међу три доминантна у свакој од активности. Ниво концентрисаности тржишта је остао на прошлогодишњем нивоу. Трговина на организованом тржишту, која је прошле године била умерено висока до високо концентрисана (што је последица почетка рада берзе и релативно малог броја учесника у 2016.), ове године је умерено високо концентрисана, што је последица приступања нових чланова берзи и већем обиму трговине. Трговина на билатералном тржишту је на нивоу трговине у претходној години са тенденцијом смањења концентрисаности тржишта. За разлику од 2016. године када је била уочљива висока концентрисаност билатералног тржишта у домену продаје, јер је ЈП ЕПС био доминантан продавац електричне енергије на билатералном тржишту, ове године се висока концентрисаност пренела на домен куповине, док је у домену продаје знатно опала. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока, али ипак постоји незнатан тренд смањења концентрисаности у односу на 2016. годину.

3.5.1.2 Малопродајно тржиште

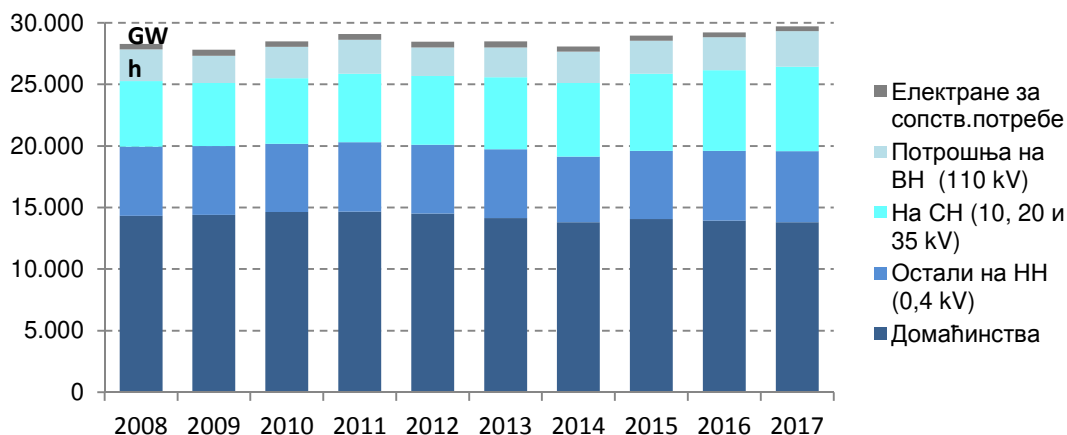
3.5.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

Крајњим купцима је у 2017. укупно продато и испоручено 29.319 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је највећа количина електричне енергије у последњих десет година. У табели 3-25 је приказана потрошња електричне енергије у Србији (без АПКМ) у периоду 2008-2017, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2008-2017.

Категорија потрошње											GWh
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016
Домаћинства	14.313	14.412	14.645	14.666	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	13.815	99,2
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.614	5.567	5.534	5.640	5.585	5.580	5.322	5.546	5.665	5.746	101,4
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	19.927	19.979	20.179	20.305	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	19.561	99,8
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.345	5.127	5.317	5.553	5.570	5.856	5.985	6.254	6.550	6.865	104,8
Купци на високом напону (110 kV)	2.570	2.216	2.555	2.751	2.312	2.415	2.555	2.669	2.673	2.893	108,2
Испоручено крајњим купцима	27.842	27.322	28.051	28.609	27.984	27.998	27.664	28.531	28.819	29.319	101,7
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	431	492	436	476	473	503	401	416	391	394	100,8
Укупна потрошња	28.273	27.814	28.487	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.210	29.713	101,7

У односу на 2016. годину потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) у 2017. је већа за 1,7%, што је првенствено последица повећања потрошње купаца на средњем напону од 4,8% (око 315 GWh) и повећања потрошње купаца на високом напону од 8,2% (око 220 GWh). На ниском напону домаћинства су потрошила 116 GWh мање, а остали купци на ниском напону 81 GWh више електричне енергије у односу на претходну годину тако да је укупна потрошња на ниском напону незнатно мања (око 35 GWh). Један од узрока смањења годишње потрошње електричне енергије у домаћинствима од 0,8% је мања потрошња у последња три месеца 2017. године због блаже зиме, односно виших температура у зимском периоду у односу на 2016. годину. Агенција ће и у наредном периоду наставити да прати потрошњу домаћинстава током зиме и анализирати потребу за увођењем додатних мера, како би се ефикасније дестимулисала нерационална потрошња електричне енергије за грејање. Произвођачи су за сопствене потребе (потрошње електрана у функцији производње) преузели 0,8% електричне енергије више него у претходној години. Код анализе података у горњој табели требало би узети у обзир чињеницу да је у 2014. години био велики број прекида у снабдевању купаца због елементарних непогода – поплава и ледених киша које су у тој години у неколико наврата задесиле поједине регионе у Републици Србији.



Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2008-2017. (без АПКМ)

Укупан број мерних места испоруке купцима у Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 41 на преносном систему), крајем 2017. је био 3.639.637 и у односу на 2016. годину тај број је повећан за 0,4%.

Табела 3-26: Број мерних места у 2016. и 2017.

Категорија потрошње	2016	2017	2017/2016
Домаћинства	3.227.966	3.241.937	100,4
Остали на ниском напону (0,4 kV)	392.228	393.099	100,2
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	4.378	4.547	103,9
Купци на високом напону (110 kV)	53	54	101,9
Укупан број мерних места	3.624.625	3.639.637	100,4

3.5.1.2.2 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2017. куповала само домаћинства и мали купци (који осим услова по годишњем приходу и броју запослених, имају и ограничење на 30.000 kWh потрошње у претходној календарској години и сви њихови објекти морају бити прикључени на мрежу напона нижег од 1 kV). Новоуведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту са 17.221 GWh у 2015. на 16.138 GWh у 2016, односно 15.600 GWh у 2017. години што је за 3,4% мање у односу на 2016. годину, односно 9,4% мање у односу на 2015. годину. На крају 2017, електрична енергија по регулисаним ценама испоручивана је крајњим купцима на укупно 3.512.066 мерних места.

Регулисане цене електричне енергије за крајње купце, у складу са Законом из 2004, први пут су примењене 01. јануара 2008, након позитивног мишљења Агенције о предлогу ЈП ЕПС и сагласности Владе Републике Србије.

Важећа цена електричне енергије за регулисано гарантовано снабдевање крајњих купаца, одобрена је 01. октобра 2017. године, и њоме је предвиђено повећање годишњег нивоа просечне продајне цене за 2%.

У току 2017. године, Методологија за одређивање цене електричне енергије за гарантовано снабдевање није била предмет измена и допуна.

Актуелне регулисане цене електричне енергије за крајње купце се могу видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

У 2017. години просечна тржишна, односно veleпродајна цена, која се утврђује на основу кретања тзв. фјучерса⁷ на околним берзама за наредну годину и која у себи не садржи трошкове преноса и дистрибуције, кретала се на мађарској берзи (HUPX) просечно 41,91 €/MWh за базну енергију, односно просечно 51,67 €/MWh за вршну енергију. При томе, veleпродајна цена за набавку електричне енергије, на основу које је одређена цена за регулисано снабдевање приликом давања сагласности на цене од 01. октобра 2017. године, износила је 3,17 дин/kWh односно 26,11 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2017. годину.

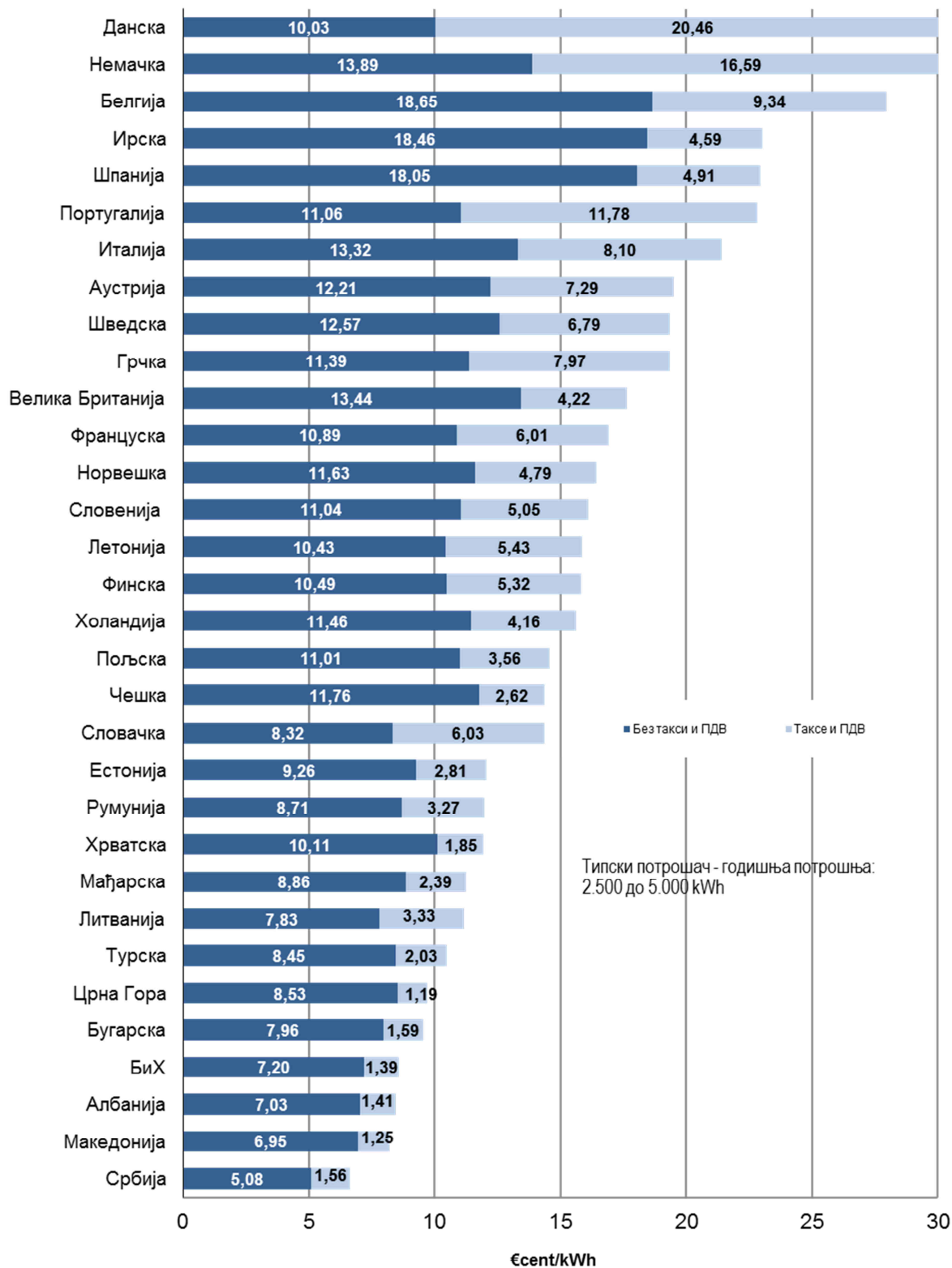
У табели 3-27, дато је кретање остварених просечних годишњих цена за купце који су имали право на јавно (гарантовано) снабдевање, односно право да електричну енергију купују по регулисаним ценама. Висина и кретање исказаних просечних цена (без ПДВ и такси) по годинама, зависе превасходно од динамике и количине електричне енергије коју су поједине категорије и групе купаца потрошиле током године и од датума примене одобрених цена.

⁷ futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)

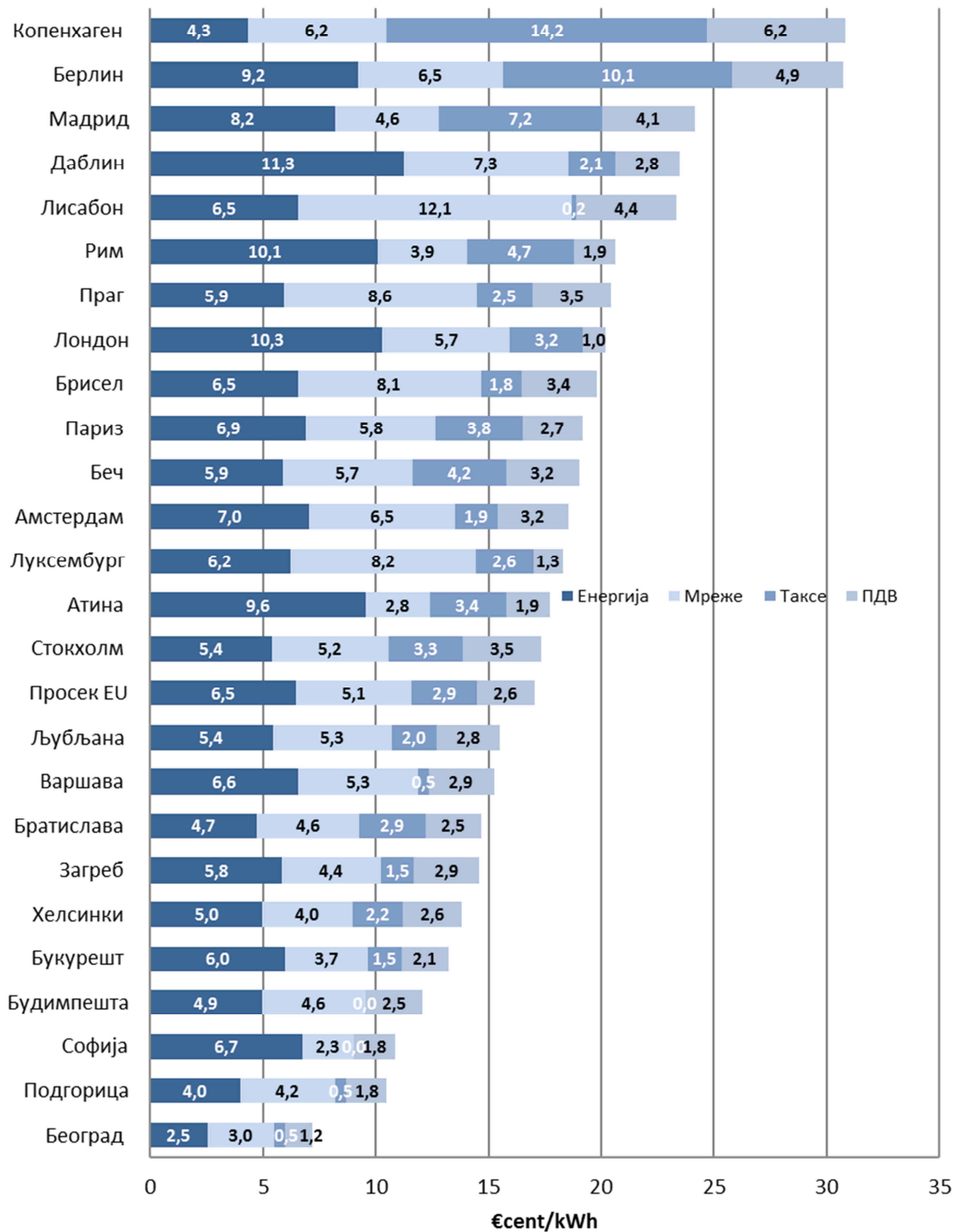
Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Високи напон (110kV)	4,06	4,30	4,28	-	-	-	-
35 kV	4,66	4,86	5,03	-	-	-	-
10 kV	5,22	5,40	5,65	-	-	-	-
Укупно високи и средњи напон	4,78	5,02	5,50	-	-	-	-
Ниски напон (0,4 kV I степен)	7,64	7,99	8,48	9,47	9,58	10,08	10,50
- 0,4 kV II степен	7,33	7,63	7,90	8,28	8,19	8,55	8,84
- домаћинства	5,36	5,60	5,79	6,14	6,26	6,49	6,73
Јавно осветљење	5,05	5,24	5,48	5,75	5,91	6,39	6,55
Укупно ниски напон	5,89	6,16	6,40	6,66	6,71	6,84	7,02
УКУПНО ПРОСЕЧНО гарантовано снабдевање	5,57	5,84	6,19	6,66	6,71	6,84	7,02

На сликама 3-12 и 3-15 је приказан упоредни преглед цена електричне енергије за референтне купце из категорија домаћинство и индустрија у Србији, земљама ЕУ и региона, у првом полугодишту 2017, обрачунате по методологији ЕУРОСТАТ и исказане у његовим извештајима. Треба имати у виду да је референтна просечна годишња потрошња електричне енергије домаћинства која се користи у методологијама ЕУРОСТАТ између 2.500 и 5.000 kWh и да је она примерена европским просецима и стандардима, док је просечна годишња потрошња домаћинства у Србији већа, те да је примереније да се она обрачунава за референтног купца који троши 7.500 kWh годишње. Исказане цене у Србији за референтне купце из категорије домаћинство су најниже, посматрано и са и без ПДВ и такси не само у односу на развијене европске државе, него и у односу на земље у региону. У Србији је ПДВ за електричну енергију 20%, а акциза је 7,5%.



Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2017.

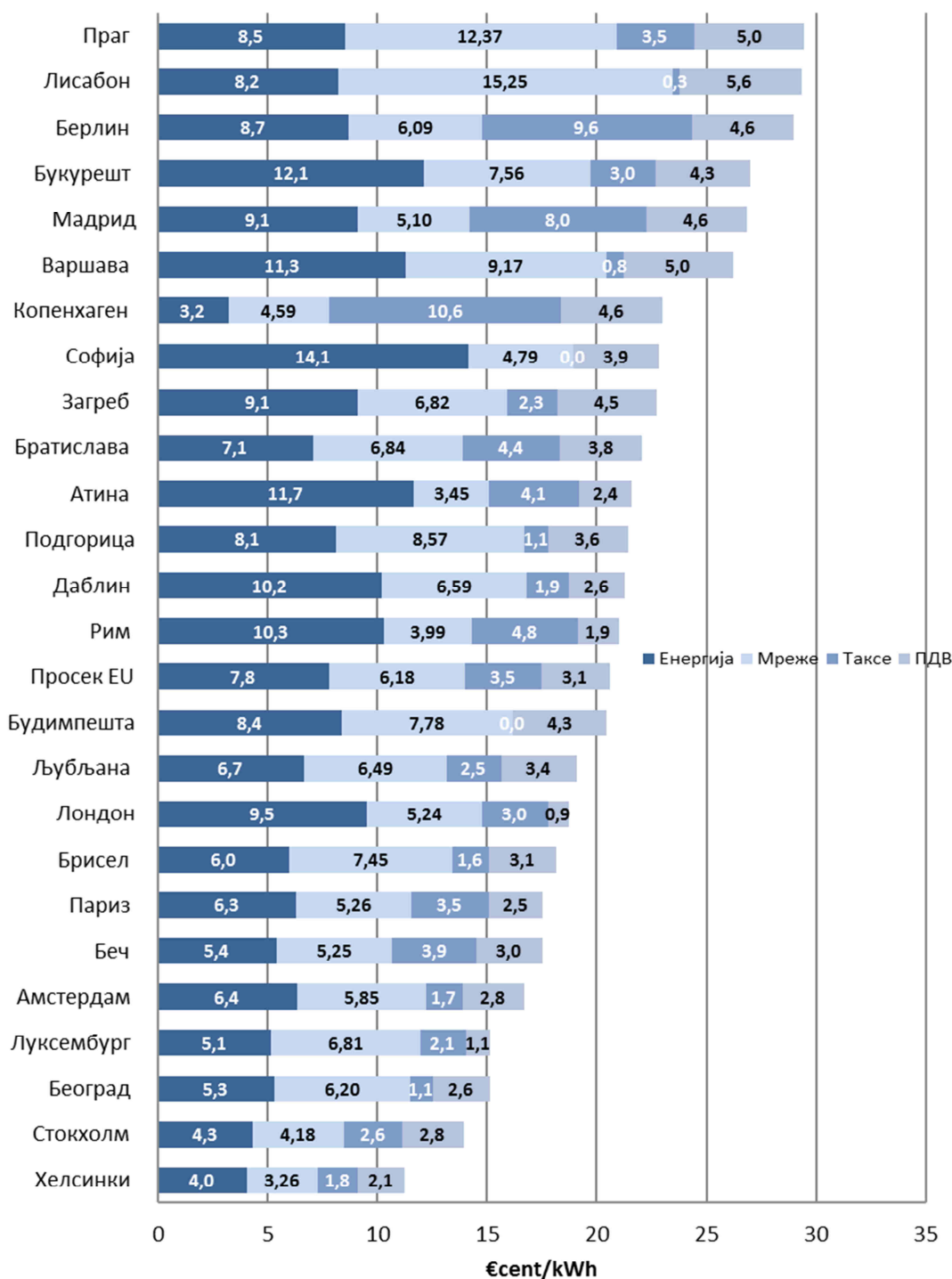
На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017. године. Подаци показују да је у Београду најнижа цена енергије док је цена приступа мрежама (преносној и дистрибутивној) међу најнижима (ниже су цене приступа мрежама у Софији и Атини) .



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 1.дец. 2017)

Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017.

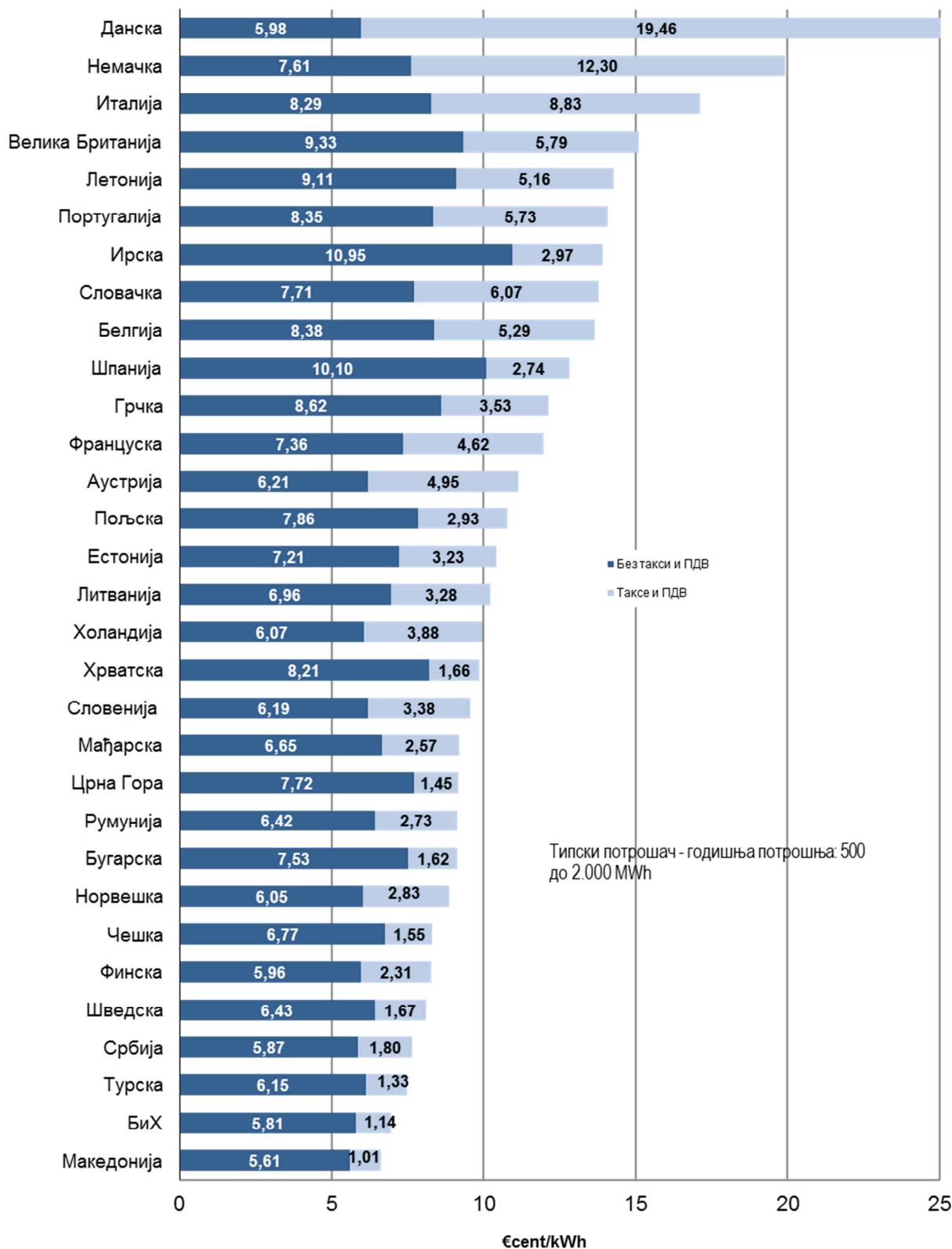
Ради бољег поређења цена електричне енергије за домаћинства, на слици 3-14 је дата структура продајне цене електричне енергије за домаћинства сведена на паритет куповне моћи, у појединим главним европским градовима у децембру 2017. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје између европских земаља. У овом случају, цене електричне енергије за домаћинства у Београду нису најниже у односу на цене у другим главним градовима у европским државама, с обзиром да је у Хелсинкију и Стокхолму однос између зарада и цене електричне енергије повољнији него што је то случај у Србији.



Извор података: E-Control and VaasaET (цене 1.дец. 2017)

Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017. сведена на паритет куповне моћи

У 2017. години исказане цене у Србији за референтне купце за индустрију су више у односу на неке земље у региону (Босна и Херцеговина и Македонија) и са и без ПДВ и такси односно више су у односу на Турску са ПДВ и акцизом.



Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2017.

3.5.1.2.3 Продаја електричне енергије на слободном тржишту

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2017. испоручено 12.609 GWh електричне енергије, што је износило 44,4% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту, међу којима је био занемарљив број домаћинстава, електрична енергија је испоручивана на преко 101 хиљада мерних места (са јавним осветљењем 118 хиљада). Од 63 предузећа која су крајем 2017. била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 19. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 94,5% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту и 97,5% од укупне финалне потрошње.

Табела 3-28: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија Потрошње	Остварена просечна годишња цена			
	2014	2015	2016	2017
Високи напон (110kV)	5,60	5,71	5,51	5,33
35 kV	6,74	6,87	6,42	6,07
10 kV	6,70	6,85	6,60	6,35
Укупно високи и средњи напон	6,45	6,58	6,34	6,07
Ниски напон (0,4 kV I степен)	8,92	9,04	9,02	8,76
- 0,4 kV II степен	8,50	9,24	8,44	8,54
- домаћинства	8,65	8,63	9,03	8,82
Јавно осветљење	7,75	7,98	7,57	7,35
Укупно ниски напон	8,74	8,93	8,70	8,54
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,83	7,09	7,01	6,80

дин/kWh

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2017. години је приказана у наредној табели.

Табела 3-29: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце

Елементи	Цена дин/kWh
ВИСОКИ НАПОН - (110kV) на преносу	
Укупна цена	5,3
Цена преноса	0,5
Цена електричне енергије	4,8
СРЕДЊИ НАПОН (35kV + 10 (20)kV)	
Укупна цена	6,3
Цена дистрибуције	1,4
Цена електричне енергије	4,9
СРЕДЊИ НАПОН - (35 kV)	
Укупна цена	6,1
Цена дистрибуције	1,2
Цена електричне енергије	4,9
СРЕДЊИ НАПОН - (10/20 kV)	
Укупна цена	6,4
Цена дистрибуције	1,4
Цена електричне енергије	5,0
НИСКИ НАПОН (0,4 kV I степен)	
Укупна цена	8,8
Цена дистрибуције	3,6
Цена електричне енергије	5,2
ШИРОКА ПОТРОШЊА	
Укупна цена	8,5
Цена дистрибуције	3,3
Цена електричне енергије	5,2
ШП - Комерцијала и остали (0,4 kV II степен)	
Укупна цена	8,5
Цена дистрибуције	3,3
Цена електричне енергије	5,2
ШП - домаћинство	
Укупна цена	8,8
Цена дистрибуције	3,5
Цена електричне енергије	5,3
ЈАВНО ОСВЕТЉЕЊЕ	
Укупна цена	7,3
Цена дистрибуције	2,8
Цена електричне енергије	4,5
УКУПНО ПРОДАЈА НА ДИСТРИБУТИВНОЈ МРЕЖИ	
Укупна цена	7,1
Цена дистрибуције	2,1
Цена електричне енергије	5,0
УКУПНО НА МРЕЖИ ПРЕНОСА И ДИСТРИБУЦИЈЕ	
Укупна цена	6,8
Цена дистрибуције	1,8
Цена електричне енергије	5,0

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 187 GWh електричне енергије, односно 0,7% од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Структура остварене просечне цене за резервно снабдевање по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у следећој табели.

Табела 3-30: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена			
	2014	2015	2016	2017
Високи напон (110kV)	7,59	7,92	8,28	-
35 kV	8,93	9,28	9,64	8,66
10 kV	9,36	9,55	9,77	8,75
Укупно високи и средњи напон	8,89	9,36	9,71	8,74
Ниски напон (0,4 kV I степен)	11,23	11,59	12,03	10,96
- 0,4 kV II степен	10,43	10,94	10,86	10,34
- домаћинства	-	-	12,07	10,38
Јавно осветљење	10,25	10,48	10,42	9,59
Укупно ниски напон	10,77	11,13	11,39	10,48
УКУПНО ПРОСЕЧНО	9,43	9,86	10,34	9,85

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродајном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 6,94 дин/kWh или 5,72 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2017. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

Табела 3-31: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)

Категорија Потрошње	Остварена просечна годишња цена			
	2014	2015	2016	2017
Високи напон (110kV)	5,77	5,76	5,52	5,33
35 kV	7,03	7,19	6,47	6,08
10 kV	6,89	6,99	6,66	6,37
Укупно високи и средњи напон	6,63	6,71	6,39	6,09
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,35	9,38	9,35	9,10
- 0,4 kV II степен	8,37	8,47	8,54	8,74
- домаћинства	6,14	6,26	6,49	6,73
Јавно осветљење	6,86	7,47	7,50	7,40
Укупно ниски напон	6,87	6,99	7,18	7,34
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,80	6,91	6,94	6,94

Поред електричне енергије за потребе крајњих купаца, на слободном тржишту је обезбеђена и енергија за надокнаду губитака у преносној и дистрибутивној мрежи, као и електрична енергија за потребе производње у хидроелектранама и термоелектранама ЈП ЕПС. За ове потребе је било потребно 6.833 GWh.

У наредној табели је дат преглед свих остварених просечних годишњих цена електричне енергије, посматрано по активностима и делатностима на тржишту електричне енергије у Србији.

Табела 3-32: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена по активностима (без ПДВ и такси)

Активност	Структура	Цена
		дин/МWh
Велепродајно тржиште	Продаја другим снабдевачима	5,79
	Продаја на берзи	6,19
	Извоз	5,99
	Укупна велепродајна цена	5,89
Пренос	Приступ преносној мрежи	0,27
	Губици преносне мреже	0,13
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,08
	Укупно пренос	0,48
Дистрибуција	Приступ дистрибутивној мрежи	2,22
	Губици дистрибутивне мреже	0,74
	Укупно дистрибуција	2,96
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	7,02
	Резервно снабдевање	9,85
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	6,80
	Укупно малопродаја	6,94
Остало	Додатни трошкови и таксе	0,09
Просечно крајњи купци		7,04
- од тога индустријски потрошачи		7,14
- од тога домаћинства		6,73

3.5.1.2.4 Промена снабдевача

Под променом снабдевача се подразумева сваки добровољан прелазак крајњег купца код изабраног снабдевача у складу са Законом и Правилима о промени снабдевача. Избор снабдевача на тржишту електричне енергије који је проистекао из обавезе крајњих купаца који су „по сили закона“ морали да напусте регулисано јавно снабдевање и изаберу снабдевача, не сматра се променом снабдевача, без обзира да ли су купци пре избора снабдевача морали да пређу на резервно снабдевање.

Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2017.

Категорија потрошње	Број мерних места			Испоручена електрична енергија (MWh, %)		
	Укупан	Са променом снабдевача	%	Укупно	На мерним местима са новим снабдевачем	%
На високом напону (110 kV)	46	0	0,0	2.893.235	0	0
На средњем напону (35 kV)	121	22	18,18	1.054.914	20.242	1,92
На средњем напону (10 и 20 kV)	4.426	590	13,33	5.809.894	573.333	9,87
На ниском напону - (0,4kV I степен)	42.246	3.320	7,86	3.153.610	309.126	9,80
Широка потрошња - Комерцијала и остали (0,4kV II степен)	328.544	8.346	2,54	2.038.356	97.811	4,80
Јавно осветљење	22.309	2.348	10,52	553.571	45.366	8,20
Домаћинства	3.241.937	325	0,01	13.815.005	1.264	0,01
Укупно	3.636.629	14.951	0,41	29.318.585	1.047.141	3,57

Законски рок за поступак промене снабдевача утврђен Правилима о промени снабдевача износи 21 дан. За купце чији су објекти прикључени на преносни систем, поступак промене снабдевача је у просеку трајао један дан, док је за купце чији су објекти прикључени на дистрибутивни систем, за поступак промене снабдевача практично био потребан цео законски одређени рок од двадесетједног дана. У односу на 2016. годину укупан број промена снабдевача по броју места примопредаје порастао је са 0,33 на 0,41%, док је проценат удела количине електричне енергије која је предмет промене снабдевача остао на прошлогодишњем нивоу. За разлику од претходне године, у

2017. није било промене снабдевача код купаца чији су објекти повезани на преносни систем (110 kV напонски ниво). Значајнији пораст промене снабдевача остварен је на дистрибутивном нивоу у делу широке потрошње група комерцијала и остали, где је испоручена електрична енергија на местима која су била предмет промене снабдевача са 2,8% у 2016. порасла у 2017. на 4,8% од укупно испоручене електричне енергије тој групи купаца.

3.5.2 Балансно тржиште електричне енергије

Током 2017. је настављен тренд даље унапређења тржишта електричне енергије у Републици Србији, тако што је уведен нови информациони систем за управљање тржиштем (Market Management System). Изменама Закона о енергетици из 2014. и одговарајућим изменама Правилника о лиценцирању за обављање енергетске делатности и сертификацији омогућено је и страним компанијама да добију лиценцу за снабдевање на велико електричном енергијом и тиме стекну право да се региструју као балансно одговорне стране.

На крају 2017. укупно 60 учесника на тржишту електричне енергије је имало потписан Уговор о балансној одговорности са оператором преносног система.

Током 2017. ЕМС АД је у складу са Уговором о пружању помоћних услуга и Уговором о учешћу у балансном механизму, потписаним са ЈП ЕПС, ангажовао балансне ентитете за рад у секундарној и терцијарној регулацији унутар своје регулационе области, за потребе одржавања баланса између укупне производње, потрошње и пријављених блокова размена електричне енергије и обрачунавао одступања баланских група на основу којих је вршено финансијско поравнање између ЕМС АД и балансно одговорних страна на месечном нивоу. Такође, ЕМС АД је током 2017. вршио и тзв. прекогранично балансирање, тако што је за потребе балансирања своје регулационе области ангажовао балансну енергију у складу са уговорима о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије са суседним операторима преносног система, а која је обухватала ангажовање споре прекограничне резерве (хаваријске електричне енергије) и ангажовање балансне резерве унутар обрачунског интервала на основу Уговора са оператором преносног система Црне Горе (ЦГЕС) о куповини и продаји терцијарне регулационе енергије за потребе балансирања система.

Укупна ангажована балансна енергија у 2017. је износила 813,64 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 50,668 €/MWh, односно, узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, износила је 62,302 €/MWh за смер ангажовања навише и 24,935 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.5.3 Организовано тржиште електричне енергије

Према Закону о енергетици, организовање и администрирање организованог тржишта електричне енергије и његово повезивање са организованим тржиштима електричне енергије других земаља, обавља оператор тржишта. Организацију и рад оператора тржишта, услове и начин пословања учесника на организованом тржишту електричне енергије и друге услове којима се обезбеђује функционисање тржишта електричне енергије у складу са Законом, ближе уређује Влада Републике Србије. ЕМС АД, основао је 14. јула 2015. SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије, која је формирана на бази партнерства са EPEX SPOT. Одлучено је да ће на почетку рада, SEEPEX управљати организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту. Организовано тржиште (берза) је почело са радом у фебруару 2016. године, а њене активности се могу пратити на интернет страници www.seepeex-spot.com. На берзи је у 2017. регистровано 16 учесника, што је за 3 учесника више него у 2016. Трговином се активно бавило њих 15, што је за 4 учесника више у односу на 11 колико их је било у 2016. години. На берзи је доступан продукт дан-унапред аукције које имају два начина достављања понуда: индивидуална и блок понуда. Индивидуална понуда садржи до 256 цена/количина комбинација за сваки појединачни сат наредног дана, где цене морају бити између 0.0 €/MWh и 3000 €/MWh. Блок понуда која је уведена на SEEPEX 22. марта 2017, је понуда која повезује више сати по принципу „све или ништа“, што значи да је понуда прихваћена за све сате или је комплетно одбијена. У блоку је могуће уносити различите количине електричне енергије за сваки сат блока, са тим да је за цео блок понуђена једна цена.

Укупна количина електричне енергије која је у 2017. била предмет трговања на SEEPEX, износила је 847.554 MWh. Удео електричне енергије која је истргована на берзи у односу на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије је 2,89%, док је 6,27% удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродајно тржиште). На veleprodajnom тржишту, удео берзе је 17%, где се под veleprodajним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдевача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту). Највећи месечни обим трговине од 107.222 MWh је остварен у мају, а дневни максимум је остварен 06. маја 2017. са 8.270,6 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је само 260,2 MWh. Највећа сатна цена достигнута је 04.12.2017. у 5 часова и износила је 205,68 €/MWh. Просечна цена на годишњем нивоу је износила 49,9 €/MWh.

3.5.4 Транспарентност

На основу Уговора о Енергетској заједници, а по одлуци Сталне групе Министарског савета на високом нивоу од 24. јуна 2015. године, Република Србија је преузела обавезу да транспонује Уредбу 543/2013 у своје законодавство. Овом Уредбом дефинисани су подаци и рокови у којима ове податке треба објавити у циљу повећања транспарентности тржишта електричне енергије. У складу са Законом о енергетици ова Уредба је транспонована у наш правни оквир тако што је Скупштина Акционарског друштва „Електро mreжа Србије“, Београд донела Правила о објављивању кључних тржишних података, на која је Савет Агенције дао сагласност на седници

одржаној 09. децембра 2016. Правила су објављена на интернет страници оператора преносног система и примењују се од 23. децембра 2016. Овим правилима уређене су обавезе оператора преносног система електричне енергије, оператора дистрибутивног система електричне енергије, оператора затвореног дистрибутивног система електричне енергије, произвођача електричне енергије и крајњег купца у вези са објављивањем свих релевантних података о потрошњи, преносу, производњи и балансном тржишту. Сви кључни тржишни подаци, изузев оних дефинисаних у прелазним и завршним одредбама, се објављују на платформи за транспарентност ENTSO-E (EMFIP – Electricity Market Fundamental Information Platform) у складу са роковима дефинисаним овим Правилима. Током 2017. ЕМС АД је достављао на платформу EMFIP 99% од укупног броја података дефинисаних Уредбом ЕУ за транспарентност.

3.5.5 Регионално повезивање

Низ активности које су значајне за цео регион, одвија се у оквиру Енергетске заједнице (ЕнЗ), уз активно учешће представника Агенције. По сегментима, најзначајније су:

Велепродајно тржиште

Настављено је праћење остварења Регионалног акционог плана за отварање велепродајног тржишта електричне енергије у југоисточној Европи (ЈИЕ). Ова активност има за циљ постизање европског циљног модела за електричну енергију, везано за дугорочне (годишње и месечне) и краткорочне (дан-унапред и унутар-дневне) алокације прекограничних преносних капацитета и балансирање. У складу са новим европским мрежним правилима за алокацију прекограничних преносних капацитета и управљање загушењима (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM) која су објављена у виду Уредбе ЕУ 1222/2015 и која је ступила на снагу у ЕУ у августу 2015. и поставкама и циљевима тзв. „берлинског процеса“ (West Balkan процес за 6 учесника - WB6), радна група за електричну енергију ECRB је током 2017. пратила рад регулатора ЕУ на организовању примене ове Уредбе и разматрала могућности за рану примену ових правила у Уговорним странама ЕнЗ. Настављена је анализа утицаја ове Уредбе на Уговорне стране са намером да се адекватно ажурира постојећи Регионални акциони план за југоисточну Европу. Остварена је активнија сарадња између ECRB и Европске асоцијације регулатора (ACER) на основу договора о разумевању између Секретаријата ЕнЗ и ACER. Иако је договорено да представници Уговорних страна могу да присуствују састанцима радне подгрупе регулатора ARA WG (All Regulatory Authorities Working Group) при Регулаторном форуму за електричну енергију (Energy Regulators' Forum - ERF), како би регулаторна тела Уговорних страна била у могућности да прате актуелне дискусије регулатора ЕУ око ране примене Уредбе CACM, то није остварено јер је процењено да је садржај ових састанака одлучивање и гласање, а не стицање адекватног знања.

Током 2017. регулаторна тела Уговорних страна ЕнЗ су наступала са јединственим ставом и предлозима на састанцима управног одбора за интеграцију тржишта дан-унапред (DAMI SC) у оквиру иницијативе WB6, с тим да су национална регулаторна тела претходно усагласила своје ставове у оквиру радне групе за електричну енергију ECRB (EWG).

Током 2017. ECRB је допринео успостављању хармонизације регулаторног оквира за електричну енергију, доносећи препоруке за одобрење адаптиране верзије мрежних правила за прикључење, а на захтев радне групе на високом нивоу (PHLG).

У циљу повећања транспарентности тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, оператори преносног система су током 2017. користили интернет платформу ENTSO-E за транспарентност (EMFIP). Радна група ECRB за електричну енергију је током 2017. пратила испуњење захтева из Уредбе ЕУ 543/2013 која је постала важећа за Уговорне стране ЕнЗ, тако што је свако регулаторно тело, у сарадњи са оператором преносног система, поднело извештај о попуњености платформе ENTSO-E за транспарентност. Током 2017. године, објављен је извештај о транспарентности оствареној у 2016. години. Обавезу да прате примену Уредбе ЕУ 543/2013 за транспарентност у Уговорним странама има Секретаријат ЕнЗ. Радна група за електричну енергију ECRB планира да у извештају за 2017. годину објави детаљни преглед података које оператори преносног система не објављују, разлоге за необјављивање као и рокове за њихово објављивање.

Пројекат оснивања Канцеларије за координисане алокације у ЈИЕ (SEE CAO), са циљем да хармонизује правила за алокацију и номинацију права на коришћење прекограничних преносних капацитета на дугорочном и краткорочном нивоу у осмом региону⁸, одвијао се у фазама почев од 2008. године. Канцеларија је основана у априлу 2014. у Подгорици и окупља осниваче - операторе преносног система из БиХ (НОС БиХ), Хрватске (HOPS), Црне Горе (ЦГЕС), Косова* (KOSTT), Албаније (OST), Грчке (IPTO) и Турске (TEIAS). Канцеларија обухвата алокације прекограничних капацитета на седам граница. Оснивањем канцеларије, учесници на тржишту електричне енергије су добили једно место за контакт и куповину права на коришћење прекограничних капацитета уз јединствена и хармонизована правила за алокацију у региону ЈИЕ, у складу са уредбом Европске комисије и Трећим пакетом. Оператор преносног система Србије (ЕМС АД) није учествовао у формирању Канцеларије, али су током 2017. настављени билатерални преговори ЕМС АД са Канцеларијом за координисане аукције око услова за учешће.

⁸ Један од 8 европских региона у оквиру којих се развијају регионална тржишта електричне енергије, која се интегришу у тржиште ЕУ. Чине га: Албанија, Босна и Херцеговина, Србија, Црна Гора, Косово*, Македонија, Словенија, Хрватска, Мађарска, Румунија, Бугарска, Грчка и Италија са будућим подводним каблом.

ECRB је током 2017. одобрио и објавио извештај о баланским механизмима у ЕнЗ који је израдила радна група за електричну енергију EWG са циљем да се укаже на планове примене тржишног концепта балансног механизма у свакој Уговорној страни. У оквиру иницијативе WB6 током 2017. је настављен рад управног одбора за балансирање као заједничке активности оператора преносног система, регулатора и министарстава око регионалне балансне иницијативе са циљем да се у светлу мрежних правила за балансирање започне њихова рана примена у Уговорним странама Енергетске заједнице

Оператор преносног система ЕМС АД је закључио уговоре о размени хаваријске енергије или размени прекограничне терцијарне регулационе енергије (ПТРЕ) за случајеве када је нарушена сигурност рада електроенергетског система и/или напајање потрошача у земљи, и то на натуралној или на комерцијалној основи. У 2017. ЕМС АД је закључио једногодишње уговоре на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (MAVIR) и Хрватске (ХОПС), а крајем године је усаглашен и потписан први такав уговор са Румунијом (Transselectrica). Током 2017. на снази су били уговори које је ЕМС АД закључио на неодређено време, на натуралној основи, за размену хаваријске енергије, са бугарским и грчким оператором преносног система. У 2017. ЕМС АД је закључио нове уговоре о размени ПТРЕ са Црном Гором (ЦГЕС) и Босном и Херцеговином (НОС БиХ) којима је предвиђена могућност петоминутне активације енергије унутар сата омогућеној преко виртуелних далековада, регулацију на доле и на горе, као и цену која зависи од понуда у националном балансном механизму. Током 2017. ЕМС АД је спроводио активности унутар СММ блока (Србија-Црна Гора-Македонија) на унапређењу сарадње и размене секундатне и терцијарне енергије, али преговори нису завршени.

Током јуна 2017. у Београду је одржана 10. међународна конференција Енергетског дијалога (Energy Dialogue) у организацији грчког института IENE (Institute of Energy for South-East Europe) у оквиру кога су узели учешћа и дали значајан допринос успеху догађаја експерти Агенције из области електричне енергије и природног гаса.

Надгледање тржишта

У ЕнЗ се велика пажња посвећује развоју алата и база података за надгледање тржишта електричне енергије и природног гаса. Још током 2015. су покренути преговори између ACER и Секретаријата ЕнЗ око видова сарадње радних група ACER и ECRB, у циљу лакшег праћења активности у ЕУ и примене ЕУ механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Иако је 2016. потписан Меморандум о разумевању између ACER и Секретаријата ЕнЗ, по коме би надзор тржишта електричне енергије Уговорних страна и на велико и на мало био део извештаја ACER, ACER је одустао од укључивања података Уговорних страна ЕнЗ у свој извештај. Стога су радне групе ECRB за електричну енергију и за потрошаче и тржиште на мало одлучиле да у оквиру својих активности наставе надзор тржишта и то у што већој мери у складу са показатељима које примењује ACER.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ECRB одобрио 2014. године, током 2017. је, периодично оцењивано да ли тржиште функционише у складу са донетим правилима и на принципима транспарентности и недискриминације, везано за израчунавање расположивог прекограничног капацитета и спроведених алокација. Примена ових смерница има за циљ успостављање хармонизованог приступа у обављању регулаторних задатака и увођење могућности за регионално надгледање тржишта, али оне нису правно обавезујуће. Смернице садрже и препоруке регулаторима у региону за сакупљање неопходних података за надгледање коришћења прекограничних капацитета. Током 2017. ECRB је одобрио и објавио препоруке за хармонизацију прорачуна прекограничних капацитета који је израдила радна група за електричну енергију ECRB (EWG) након анализе разлога за различито тумачење показатеља и са циљем да сви оператори преносног система тумаче и рачунају показатеље за прорачун прекограничног капацитета на исти начин, како би могао да се врши успешан надзор тржишта електричне енергије у ЕнЗ. Иако објављена почетком 2017., констатовано је да ову препоруку не поштују сви оператори преносног система Уговорних страна ЕнЗ, па је ECRB позвао регулаторна тела да подстакну националне операторе преносног система да је поштују.

У погледу надгледања тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, чланови радне групе ECRB за електричну енергију EWG су наставили да користе софтвер на интернет платформи SEEAMMS, у циљу детекције одступања индикатора и израде полугодишњег извештаја. Крајем 2017. ECRB је одобрио и објавио полугодишњи извештај за прву половину 2017. о надзору прекограничних капацитета, на основу резултата праћења преко платформе SEEAMMS, који садржи анализу детектованих одступања показатеља од уобичајених вредности. ECRB је одлучио да се овај полугодишњи извештај ради само на основу постојећег софтвера и установљене процедуре, јер за сада не постоје финансијски услови за проширење овог пројекта. Током 2017. Агенција је током једног месеца вршила функцију администратора платформе SEEAMMS у оквиру договореног поступка ротације Уговорних страна као вршилаца ове административне функције.

Током 2017. је у оквиру рада радне групе за електричну енергију EWG и уз подршку ECRB, настављен рад на изради нацрта извештаја о надзору тржишта електричне енергије у Уговорним странама ЕнЗ на основу истих показатеља који се користе за надзор тржишта које спроводи ACER у ЕУ. Како неки показатељи за надзор тржишта електричне енергије које примењује ACER тренутно нису примењиви на све Уговорне стране због различитог степена развоја тржишта у ЕнЗ у односу на земље ЕУ, током 2017. је прикупљен мали део података. Констатовано је да је прикупљање ових података врло сложен и обиман посао како за регулаторна тела тако и за операторе преносног система, па је оцењено да је на време започета анализа ових индикатора, формата и процедура, имајући у виду најаве да би надзор и прикупљање ових података за наш регион могао ускоро да преузме ACER, па је ова активност била одлична припрема. Очекује се да ће подаци бити прикупљени, а први извештај објављен током 2018.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало (CRM), током 2017. су прикупљани подаци и израђен је извештај о надзору тржишта електричне енергије на мало на основу података за 2016. годину. У циљу сагледавања проблема са статусом и регулисањем затворених дистрибутивних система електричне енергије, радна група за потрошаче и тржиште на мало је израдила прегледни извештај о законским решењима за такве системе у Уговорним странама ЕнЗ, како би се сагледало да ли и купци на тим системима могу остварити своја права на слободном тржишту електричне енергије. Имајући у виду скромне резултате у погледу промене снабдевача код домаћинстава и малих купаца, радна група за потрошаче и тржиште на мало је израдила извештај у коме је приказана тренутна ситуација у Уговорним странама ЕнЗ у погледу активности које су предузете да се тим купцима омогуће сазнања о правима која имају на тржишту електричне енергије.

3.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Савет Агенције је 2013. године донео Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом (Правила о квалитету). Правила о квалитету су донета на основу дотадашњег искуства у прикупљању података и праћењу показатеља квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом, као и међународне праксе у надзору квалитета услуга које пружају енергетски субјекти. Правила су успостављена у циљу хармонизације начина евидентирања података и прорачуна показатеља квалитета, како би се омогућило формирање базе комплетних, поузданих и упоредивих података и израчунатих показатеља за потребе њиховог поређења и регулације. Прикупљени подаци и израчунати показатељи треба да омогуће да се у наредним изменама Правила о квалитету пропишу захтеване вредности показатеља и начин оцењивања достигнутог квалитета, а после тога и начин поступања у случају одступања од захтеваних вредности показатеља, како је то дефинисано у Закону о енергетици. Током 2017. године анализирани су подаци о квалитету испоруке и снабдевања које су достављали енергетски субјекти у претходним годинама, на основу којих ће Правила бити измењена и усклађена са Законом.

Прикупљање података о квалитету испоруке и снабдевања је успостављено сагласно Правилима о квалитету, тако што су дефинисани врста, обим и формат података и показатеља о техничким и комерцијалним аспектима квалитета, као и рокови за њихово достављање Агенцији од стране енергетских субјеката. Као и у ранијем периоду, када је већина дистрибутивних предузећа значајно унапредила праксу и инфраструктуру неопходну за евидентирање података, прорачуна показатеља и извештавања о квалитету, током 2017. је и оператор дистрибутивног система наставио са таквим активностима, нарочито у области евидентирања непрекидности испоруке.

3.6.1 Непрекидност испоруке електричне енергије

Оператор преносног система и оператор дистрибутивног система електричне енергије редовно прате непрекидност испоруке електричне енергије, која се изражава бројем и трајањем планираних и непланираних прекида испоруке. Агенцији достављају месечне извештаје за све прекиде у преносној и дистрибутивној мрежи који су трајали дуже од 3 минута, на основу којих су израчунати годишњи показатељи непрекидности испоруке у преносној и дистрибутивној мрежи, за планиране и непланиране прекиде и укупно, у периоду од 2009. до 2017. године.

3.6.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже

Показатељи непрекидности испоруке са преносне мреже, који се прате и прорачунавају, су:

- испала снага [MW] – укупна испала снага на свим мерним местима која су остала без напајања услед прекида;
- ENS [MWh] – укупна неиспоручена електрична енергија за време свих прекида;
- ENS [%] – удео неиспоручене електричне енергије у укупно испорученој електричној енергији;
- AIT [min] – просечно трајање прекида напајања у минутима, које представља количник неиспоручене електричне енергије и средње снаге.

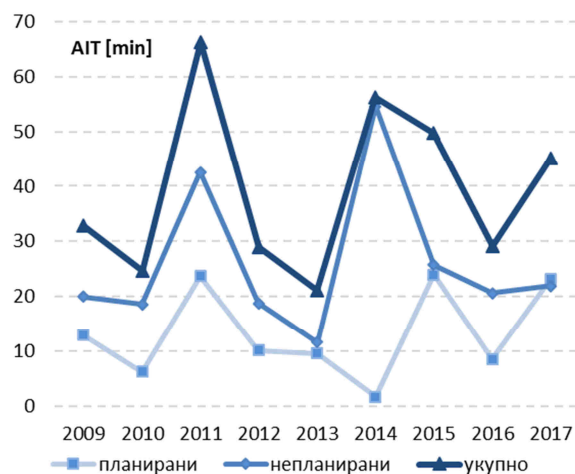
Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи, испала снага и ENS, за период 2009 – 2017. су приказани у табели 3-34.

У односу на 2016. годину, у 2017. показатељи за непланиране прекиде су лошији, али су на нивоу протеклог петогодишњег просека. Показатељи за планиране прекиде су значајно лошији у поређењу са претходном годином, нарочито у погледу неиспоручене електричне енергије. Повећање испале снаге, а тиме и неиспоручене електричне енергије услед планираних прекида је последица планираних радова на преносном систему, прикључења нових елемената преносног система и ремонта постојећих елемената преносног система.

Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2017.

Прекиди		Испала снага	ENS	ENS
		MW	MWh	%
2009				
	Планирани	189	984	0,002
	Непланирани	3.589	1.525	0,004
	Укупно	3.778	2.509	0,006
2010				
	Планирани	131	473	0,001
	Непланирани	2.790	1.418	0,004
	Укупно	2.921	1.891	0,005
2011				
	Планирани	392	1.875	0,005
	Непланирани	3.212	3.364	0,008
	Укупно	3.604	5.239	0,013
2012				
	Планирани	129	757	0,002
	Непланирани	2.390	1.395	0,004
	Укупно	2.519	2.152	0,005
2013				
	Планирани	161	618	0,002
	Непланирани	1770	747	0,002
	Укупно	1931	1365	0,004
2014				
	Планирани	115	110	0,0003
	Непланирани	1905	3496	0,0104
	Укупно	2020	3605	0,0107
2015				
	Планирани	359	1543	0,0046
	Непланирани	2292	1659	0,0049
	Укупно	2351	3202	0,0095
2016				
	Планирани	167	547	0,0016
	Непланирани	1693	1317	0,0039
	Укупно	1860	1864	0,0055
2017				
	Планирани	306	1496	0,0044
	Непланирани	1980	1418	0,0042
	Укупно	2286	2914	0,0086

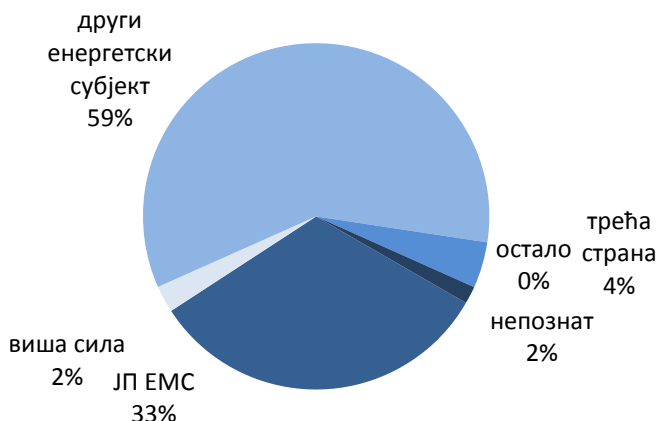
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи АИТ, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2017. години је дошло до великог повећања просечног времена трајања планираних прекида, које је са 8,55 минута порасло на 23,13 минута, што представља повећање од 2,7 пута. Просечно трајање непланираног прекида је на нивоу прошлогодишњег, дуже је за минут и по и износило је 21,9 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2017. години.



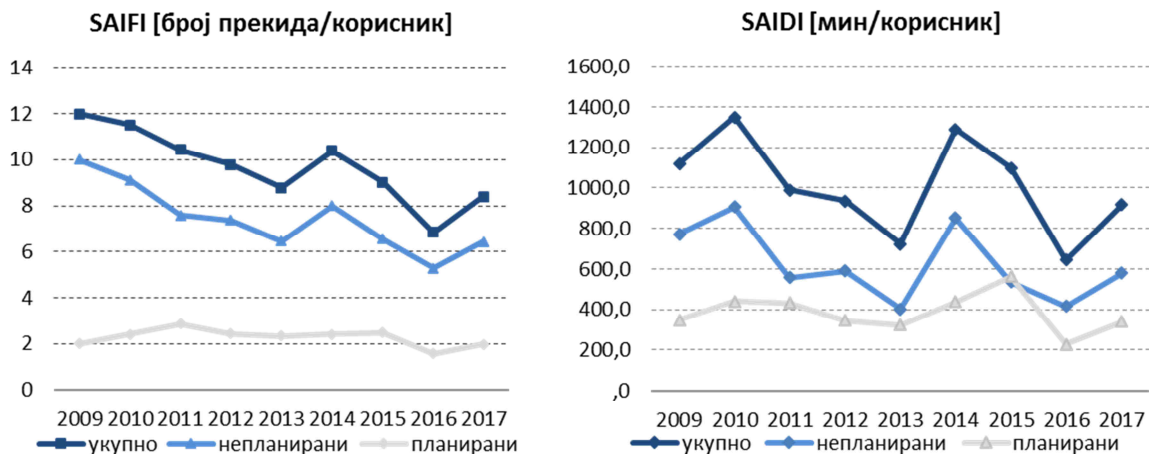
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2017.

3.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже се оцењује на основу показатеља:

- SAIFI⁹ – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹⁰ – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2009 - 2017. одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-18.



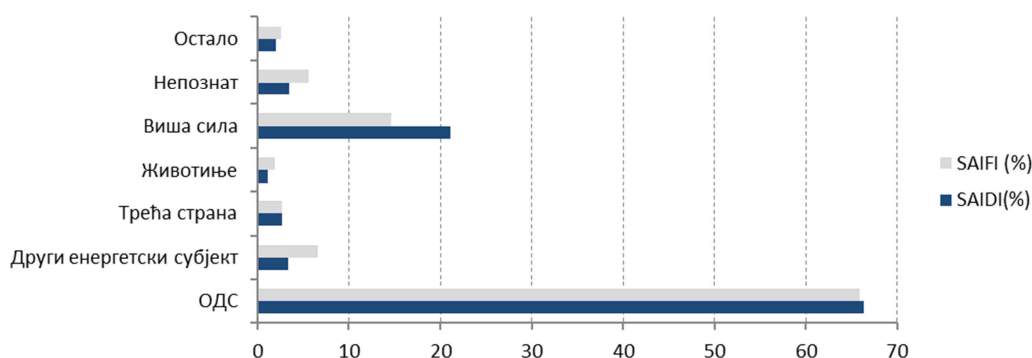
Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2009 - 2017.

Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи на нивоу Србије је у 2017. дошло до значајног погоршања. Просечна учестаност непланираних прекида је увећана са 5,29 на 6,42 прекида по просечном кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида увећано за 162 минута по кориснику, са 416 на 578 минута по просечном кориснику. Просечна учестаност планираних прекида је такође повећана, са 1,55 на 1,97 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида повећано за око 110 минута по просечном кориснику, са 227 на 338 минута. Ово погоршање је значајно у односу на 2016. годину, али је на нивоу показатеља

⁹ рачуна се као количник кумулативног броја прекида напајања корисника и укупног броја корисника [број прекида/корисник]

¹⁰ рачуна се као количник кумулативног трајања прекида напајања корисника и укупног броја корисника [трајање прекида/корисник]

из 2015, што је и тада било значајно више од вредности у земљама ЕУ¹¹. Ово показује да је потребно да се озбиљније анализирају разлози за овакво стање у дистрибутивном систему, тако да се сагласно резултатима те анализе примене неопходне мере у правцу смањења броја и трајања прекида напајања. Разлози непланираних прекида и њихов удео у укупном броју и трајању прекида, приказани су на слици 3-19.



Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2017.

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида разликује се у односу на 2016. годину. Удео непланираних прекида чији је узрок ОДС значајно је већи него претходне године. Део узрока дефинисан као „непознато“ и „остало“ и даље је значајан, чак већи него у 2016, што показује да је потребна боља идентификација узрока прекида, што је предуслов да се примене адекватније мере за отклањање узрока прекида и смањење њиховог броја и трајања.

3.6.2 Квалитет електричне енергије

Правилима је дефинисано да оператори система морају да евидентирају сметње у раду услед којих напон и фреквенција излазе изван граница које су прописане Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом и правилима о раду преносног, односно дистрибутивног система. У досадашњој пракси, оператори система нису достављали Агенцији извештаје о лошим напонским приликама у мрежи, осим са аспекта жалби корисника које се прате у оквиру комерцијалног квалитета.

3.6.3 Комерцијални квалитет

Правила о праћењу квалитета која је донела Агенција, дефинишу податке које оператори система, односно снабдевачи, морају да евидентирају како би се омогућило праћење комерцијалног квалитета, односно праћење извршавања прописаних обавеза енергетског субјекта према купцима, односно корисницима услуга.

На захтев Агенције, енергетски субјекти су редовно достављали Агенцији извештаје о комерцијалним аспектима квалитета, што је, почевши од 2009, омогућило да се добију вредности појединих показатеља комерцијалног квалитета на националном нивоу. Након отварања тржишта 2013. године за купце на преносном систему и 2014. за све купце, осим домаћинстава и малих купаца, дошло је до значајне промене у потреби праћења комерцијалног квалитета, пошто податке о комерцијалном квалитету, поред оператора система, Агенцији морају да достављају и сви снабдевачи који снабдевају крајње купце. У 2017. години, за потребе праћења комерцијалног квалитета, ОДС, снабдевачи електричном енергијом, укључујући и јавног (гарантованог) снабдевача, достављали су Агенцији кварталне извештаје, као и коначан годишњи извештај, са расположивим подацима.

У погледу праћења комерцијалног квалитета, ОДС је значајно побољшао начин евидентирања података, али и поред тога, регистровање података о комерцијалном квалитету још увек није достигло очекивани ниво поузданости и тачности, који би омогућио релевантну анализу показатеља у националним и међународним оквирима, нарочито у области података о корисничким центрима и контроли мерних уређаја. Изласком на тржиште већег броја купаца препозната је потреба да се праћење комерцијалног квалитета уведе и код лиценцираних снабдевача електричном енергијом. Даља унапређења праћења квалитета потребна су и на страни снабдевача електричном енергијом, нарочито у делу бриге о корисницима и оснивања корисничких центара.

Прикупљени подаци су за потребе анализе груписани у четири основне категорије којима се може описати комерцијални квалитет, а које су од највећег значаја за купце:

- 1) прикључење, обустава и искључење;
- 2) мерење и обрачун;
- 3) отклањање техничких сметњи у испоруци и
- 4) корисничке услуге.

¹¹ 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas 2016.

Приказани подаци, нарочито о просечним временима извршавања појединих обавеза су индикативног карактера, с обзиром да су израчунати на основу расположивог скупа података које је доставио оператор дистрибутивног система. Анализа тих података је показала да они не обухватају целокупну територију дистрибутивног система, пошто подаци о временима решавања или отклањања неких проблема за поједине делове дистрибутивног система (које одговарају некадашњим привредним друштвима за дистрибуцију) нису расположиви.

3.6.3.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци ОДС о захтевима за прикључење на систем током 2017. године, приказани су у табели 3-35 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН), ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2017.

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	384	33.604	33.988	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	350	25.295	25.645
		којима се одбија прикључење	4	183	187
		који су решени на други начин	34	5.855	5.889
		Укупно	388	31.333	31.721
		у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	211	15.876	16.087
%	решених захтева у односу на број поднетих	101	93	93	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	90	81	81	
	решених захтева у року (15 дана за крајње купце, 30 дана за произвођаче)	54	51	51	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима(крајњи купци / произвођачи)	21/35	23/25	23/32	

У односу на претходну годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је нешто већи. Просечно време потребно за решавање захтева за прикључење за крајње купце је у зависности од напонског нивоа за који је поднет захтев између 21 и 23 дана што је знатно изнад законског рока за решавање захтева за прикључење за крајње купце који износи 15 дана.

Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2017.

Прикључење		СН	НН	Укупно
Број	прикључених објеката/мерних места	212	35.084	35.296
	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	205	26.125	26.330
%	прикључених објеката/мерних места у року од 15 дана	97	74	75
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	5	6	6

У 2017. години је прикључено око 1.600 објеката/мерних места мање него у 2016. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-36) су на средњем напону значајно побољшани тако да је 97% прикључења урађено у року од 15 дана (око 40% више у односу на 2016.), при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, за осам дана краће и износи 5 дана. На ниском напону, показатељи су остали на нивоу прошлогодишњих.

У 2017. години је пријављено 65.443 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је за 27% мање него у 2016. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 1,64 дана, док је по областима које просторно одговарају ранијим привредним друштвима за дистрибуцију електричне енергије, то време између 1 и 4 дана, што је у оквирима вредности из претходне године.

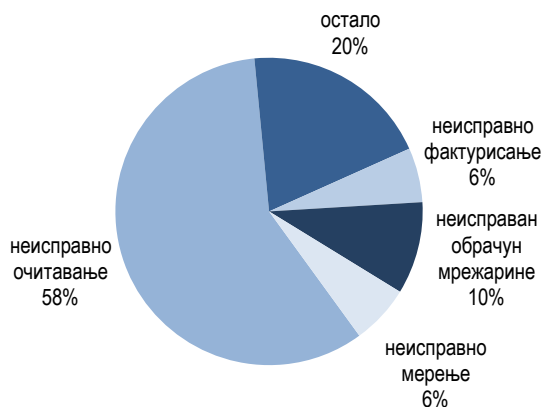
3.6.3.2 Мерење и обрачун

Редовне контроле мерних уређаја су у 2017. години планиране за 3.620.596 бројила (што чини 99,5% од укупно 3.637.985 мерних уређаја) и реализоване су на 257.027, односно 7% планираних (само 7% од укупног броја мерних уређаја). При томе је у 49.379, односно у 19,2% случајева, уочена неправилност. Од стране купаца захтевано је 74.689 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 76.199 захтева (што представља више од броја захтеваних контрола, пошто је одређени број контрола извршен на основу захтева из претходне године). У 41% спроведених ванредних контрола (31.387) уочене су неправилности које су отклоњене у 30.909 случаја. Ови показатељи су алармантни, велики је проценат уочених неправилности на мерним уређајима, а оператор дистрибутивног система не испуњава своју обавезу да спроводи редовну контролу свих мерних уређаја једном годишње. Потребно је значајно унапређење контроле мерних уређаја, а број уочених неправилности потврђује неопходност њихове хитне замене.

Исправна мерења након регистровања нестанка, сметње или оштећења мерних уређаја су у 81% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистровања сметњи. Просечно време потребно за обезбеђење исправног

мерења од дана регистрација настанка сметње или оштећења мерних уређаја за категорије корисника на високом, средњем и ниском напону (мерна места са мерењем активне и реактивне енергије и максималне активне снаге) је у просеку било између 1,46 и 4,82 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја издатих рачуна, којих је у 2017. години било 43.971.041, кориговано је 0,6% рачуна, при чему је половина коригованих обрачуна било услед неисправног читавања. Просечно време решавања приговора на рачун је било 3 дана. Разлози за корекцију рачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна су дати на слици 3-20.



Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2017.

3.6.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

Од укупног броја захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду којих је у 2017. години било 1054, 76% захтева (806) је било основано. Напонске сметње су отклоњене у 454, односно 56% случајева у којима је захтев био основан, што је 3,5 пута већи учинак него у 2016.

Евиденцију података о просечном времену одзива дистрибутера на захтев купца за отклањање напонске сметње, односно времену од подношења захтева до провере напона на лицу места и обавештавања купца, као и о просечном времену од утврђивања до отклањања напонских сметњи, потребно је унапредити како би могла да се добије реалнија слика о квалитету услуге у овом погледу.

3.6.3.4 Корисничке услуге

Упркос напретку који је остварен на унапређењу пружања услуга корисницима у корисничким и контакт центрима (центри за пријем позива корисника), подаци на основу којих би се оценио квалитет пружених услуга у овим центрима још увек су претежно нерасположиви услед одсуства одговарајуће информатичке подршке за праћење и регистравање података. Сви енергетски субјекти, а посебно снабдевачи са лиценцом која обухвата и снабдевање крајњих купаца, ће у будућим активностима на праћењу квалитета корисничких услуга морати да започну, односно унапреде, евиденцију ових података. За разлику од претходних година када подаци корисничких центара нису постојали, у 2017. оператор дистрибутивног система је по први пут нашао начин да евидентира контакте са корисницима. Укупан број регистрованих обраћања корисничком центру оператора дистрибутивног система био је 513.909 од чега је телефонским путем примљено 78% (402.166 позива). Просечно време чекања одзива на телефонски позив у корисничком центру било је 4,06 минута. Број телефонских позива упућених дежурним службама за пријаву кварова износио је 226.106.

3.7 Сигурност снабдевања електричном енергијом

Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећани су поузданост и ефикасност електроенергетског система у Републици Србији. Овим је и без нових производних капацитета, битно повећана сигурност снабдевања електричном енергијом и смањена потреба за увозом. Изградњом нових капацитета који су у плану, додатно ће се повећати сигурност снабдевања електричном енергијом у Србији.

3.7.1 Прогноза потрошње

У складу са Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. са пројекцијама до 2030. године, у Републици Србији се очекује пораст потрошње електричне енергије испод 1% просечно годишње. Овакво очекивање се заснива на пројекцијама БДП и раста потрошње у индустријском сектору, као и примени мера за повећање енергетске ефикасности у свим секторима потрошње.

3.7.2 Производне могућности

Од укупне производње електричне енергије у Републици Србији, при просечним хидролошким условима, око 2/3 електричне енергије се произведе у термоелектранама на угаљ, а 1/3 из хидро потенцијала.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, као и Националним акционим планом за коришћење обновљивих извора енергије Републике Србије планирано је значајно повећање учешћа производње из обновљивих извора, са учешћем енергије из обновљивих извора у бруто финалној потрошњи енергије од 27% односно са планираном производњом од око 3,5 TWh до 2020.

Сви термо блокови у ЈП ЕПС подлежу захтевима Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕЗ (LCPD) и Директиве о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ (IED) у делу који се односи на ограничење емисија загађујућих материја у ваздух - сумпор диоксида (SO₂), азотних оксида (NO_x) и прашкастих материја. Министарски савет Енергетске заједнице, 24. октобра 2013. године, донео је одлуке које садрже правила за рад великих постројења за сагоревање D/2013/05/MC-EnC и D/2013/06/MC-EnC према којима ЈП ЕПС има обавезу смањења емисија загађујућих материја у ваздух из постојећих постројења за сагоревање од 1. јануара 2018. године, па најкасније до 31.12.2027. године.

Енергетској заједници је крајем 2015. године достављен прелиминарни Национални план за смањење емисија Републике Србије (НЕРП) са планом за усклађивање емисија загађујућих материја у ваздух за постројења која подлежу поменути Директивама. До краја 2017. коначан НЕРП није усвојен. Према прелиминарном НЕРП, услед застареле технологије, високих трошкова производње и заштите животне средине, до 2027. планирано је sukcesивно повлачење из погона најстаријих и енергетски најнеефикаснијих термо блокова. Истовремено у ЈП ЕПС се перманентно одвијају активности на ревитализацији и модернизацији постојећих електрана, које ће омогућити повећање енергетске ефикасности и инсталисане снаге. Започета је изградња новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б, снаге 350 MW, на косточачки лигнит (инвеститор је ЈП ЕПС). У току су припреме за почетак изградње комбиноване гасно-парне електране ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 140 MWe у кондензационом режиму, прва фаза (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија).

Развој производних капацитета у рудницима лигнита се усклађује са потребама термоелектрана проширењем постојећих и отварањем нових површинских копова, који ће заменити копове који су на крају експлоатационог века.

У току су активности на ревитализацији и модернизацији хидроелектрана Ђердап 1 (до краја 2017. године су ревитализована четири агрегата – А1, А2, А5 и А6 и тиме се добило око 60 MW додатне снаге за производњу електричне енергије), хидроелектране Зворник (током 2017. године завршена је ревитализација другог агрегата, уз повећање снаге од око 10 MW) као и припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинских ХЕ и ХЕ Ђердап 2.

3.7.3 Коришћење обновљивих извора енергије

Уредбом о мерама подстицаја за производњу електричне енергије коришћењем обновљивих извора енергије и комбинованом производњом електричне и топлотне енергије, ближе се прописују мере подстицаја за коришћење обновљивих извора енергије и откупна цена за тако произведену енергију – feed-in тарифе. Мере подстицаја обухватају откупне цене одређене према врсти електране у којој се производи електрична енергија коришћењем обновљивих извора енергије и према инсталисаној снази. Додатна подстицајна мера је ослобађање повлашћених произвођача од балансне одговорности, што се може негативно одразити на њихову спремност и обученост за планирање своје производње.

Услови стицања статуса повлашћеног произвођача прописани су Уредбом о условима за стицање статуса повлашћеног произвођача електричне енергије и критеријумима за оцену испуњености тих услова. За спровођење наведених уредби је одговорно министарство надлежно за енергетику (www.mre.gov.rs). Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије које су примењиване у 2017. години приказане су у табели 3-37.

Табела 3-37: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије

Ред. број	Врста електране	Инсталисана снага (MW)	Подстицајна цена (с€ / kWh)				
			2013	2014	2015	2016	2017
1	Хидроелектране						
1.1		до 0,2	12,40	12,57	12,62	12,60	12,74
1.2		од 0,2 до 0,5	13,73	13,92	13,97	13,933 - 6,667*P	14,086 - 6,740*P
1.3		од 0,5 до 1	10,41	10,54	10,6	10,6	10,72
1.4		од 1 до 10	10,747 - 0,337*P	10,747 - 0,337*P	10,790 - 0,337*P	10,944 - 0,344*P	11,064 - 0,348*P
1.5		од 10 до 30	7,38	7,48	7,51	7,50	7,58
1.6	на постојећој инфраструктури	до 30	5,90	5,98	6,01	6,00	6,07
2	Електране на биомасу						
2.1		до 1	13,26	15,47	19,54	13,26	13,41
2.2		од 1 до 10	13,82 - 0,56*P	14,013 - 0,56*P	14,069 - 0,56*P	13,82 - 0,56*P	13,97 - 0,57*P
2.3		преко 10	8,22	8,34	8,37	8,22	8,31
3.	Електране на биогаз						
3.1		Од 0 - 2				18,333 - 1,111*P	18,535 - 1,123*P
3.2		од 2 до 5				16,85 - 0,370*P	17,035 - 0,374*P
3.3		преко 5				15,00	15,165
4.	Електране на депонијски гас и гас из постројења за третман комуналних отпадних вода		6,91	7,01	7,03	8,44	8,53
5.	Електране на ветар		9,20	9,33	9,37	9,20	9,30
6.	Соларне електране						
6.1	на објекту	до 0,03	20,66	20,95	21,03	14,60 - 80*P	14,76 - 80,88*P
6.2	на објекту	од 0,03 до 0,05	20,941 - 9,383*P	21,243 - 9,383*P	21,319 - 9,383*P	12,404 - 6,809*P	12,540 - 6,884*P
6.3	на земљи		16,25	16,48	16,54	9,00	9,10
6.4		од 0,2 до 2	$C_0 = 10,667 - 1,333*P$	$C_0 = 10,821 - 1,333*P$	$C_0 = 10,860 - 1,333*P$	9,00	9,10
6.5		од 2 до 10	$C_0 = 8,20$	$C_0 = 8,32$	$C_0 = 8,35$	9,00	9,10
7.	Геотермалне електране						
7.1		до 1	9,67	9,81	9,84	8,2	8,29
7.2		од 1 до 5	10,358 - 0,688*P	10,503 - 0,688*P	10,545 - 0,688*P	8,2	8,29
7.3		преко 5	6,92	7,02	7,04	8,2	8,29
8.	Електране на отпад		8,57	8,69	8,72	8,57	8,66
9.	Електране са комбинованом производњом на природни гас						
9.1		До 0,5				8,20	8,29
9.2		од 0,5 до 2				8,447 - 0,493*P	8,540 - 0,498*P
9.3		Од 2 до 10				7,46	7,54

Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2017.

Категорије повлашћених произвођача		Количина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/MWh
1	Мале хидроелектране	183.233	2.025.225	11,05
2	Електране на биогаз	71.255	1.385.847	19,45
3	Електране на ветар	48.457	523.416	10,80
4	Електране на сунчану енергију	11.100	289.058	26,04
4.1	Електране на сунчану енергију на тлу	6.894	185.682	26,93
4.2	Електране на сунчану енергију на објектима	4.206	103.376	24,58
5	Електране са комбин. произ. на фосилна горива	112.446	1.233.433	10,97
5.1	Електране на гас	101.204	1.116.257	11,03
5.2	Електране на угаљ	11.242	117.176	10,42
6	УКУПНО	426.491	5.456.979	12,80

У 2017. години, крајњи купци електричне енергије су плаћали посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,093 дин/kWh.

Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013-2017.

	дин/kWh				
	2013	2014	2015	2016	2017
Накнада за подстицај ОИЕ	0,044	0,081	0,093	0,093	0,093

Количине електричне енергије преузете од повлашћених произвођача у последње четири године су приказане у табели 3-40.

Табела 3-40: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014-2017.

Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	MWh			
	2014.	2015.	2016.	2017.
Водотокови	146.614	151.223	192.453	183.233
Фосилна горива (угаљ, мазут и природни гас) – комбинована производња	30.748	44.265	78.188	112.446
Биогаз	15.667	21.984	34.048	71.255
Сунчева енергија	5.232	10.006	11.100	11.100
Ветар	5.356	417	26.237	48.457
УКУПНО	203.617	227.895	342.026	426.491

У оквиру обавеза из Уговора о ЕнЗ, за потписнице Уговора су утврђени циљни обавезујући проценти за повећање удела обновљиве енергије у бруто финалној потрошњи енергије до 2020. године, тако да је Србија преузела обавезу да у 2020. години 27% бруто финалне потрошње енергије обезбеди из обновљивих извора.

Агенција нема посебних овлашћења у области обновљивих извора енергије, изузев издавања лиценци за објекте инсталисане снаге 1 MW или више.

3.7.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2017. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима као и реконструкцијама објеката. Основне инвестиционе активности у 2017. години су се односиле на управљање пројектима инвестиционе изградње, доградње, реконструкције и модернизације постојећих објеката преносног система ЕМС АД. ЕМС АД је у 2017. години завршио изградњу Секције 1 прве фазе Трансбалканског коридора, изградњом двоструког далековода 2x400 kV Панчево 2 – Решица и крајем године овај далековод је пуштен под напон. Обзиром да радови на изградњи далековода са румунске стране нису завршени један систем далековода је пуштен под напон 110 kV из правца ТС Панчево 2 и искоришћен за напајање „Јужнобанатске петље“, док је други

систем пуштен под напон 400 kV и ради у празном ходу до границе са Румунијом. Изградњом овог далековода започет је пројекат повезивања источне и западне Европе преко територије Србије 400 kV водовима, што ће додатно повећати сигурност снабдевања у Србији.

Најзначајнији инвестициони радови у трансформаторским станицама у току 2017. године су били радови на реконструкцији ТС Обреновац 400/220 kV/kV који ће бити настављени и у 2018. години, завршени су радови на реконструкцији у постројењима 220 kV и 110 kV у ТС 400/220/100 kV/kV/kV Смедерево 3 и на реконструкцији ТС 220/35 kV/kV Бајина Башта, започети су радови на изградњи нове ТС 220/110 kV/kV Бистрица, на реконструкцији 110 kV постројења у ТС Крушевац 1 и други радови мањег обима.

Најзначајнији инвестициони радови на далеководима у току 2017. године су били: завршетак реконструкције 110 kV далековода ТС Ваљево 1 – ТС Ваљево 2 и далековода Чачак 1 – Чачак 2, почетак реконструкције 2x110 kV далековода ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А и други радови мањег обима.

Од пројеката повезивања енергетских објеката на преносни систем, најзначајнија је била реализација повезивања дистрибутивне трансформаторске станице ТС Ниш 15 (Дољевац).

Законом о енергетици је уређено да је оператор преносног система дужан да сваке године доноси план развоја преносног система за наступајући десетогодишњи период. План развоја се ради на основу ревизије претходног, сходно новим сазнањима и захтевима, узимајући у обзир стечена искуства у управљању и одржавању преносне мреже и усаглашава се са плановима оператора дистрибутивних и оператора суседних преносних система. У плану развоја се сагледава положај преносног система Републике Србије у синхроној области „Континентална Европа“ и на тај начин се активно учествује у изради десетогодишњег пан-европског плана развоја преносних система, као и Регионалног инвестиционог плана у оквиру асоцијације ENTSO-E. Циљеви пан-европског десетогодишњег плана развоја јесу обезбеђење транспарентности везано за развој преносних мрежа, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу. Законом о енергетици је уређено да је оператор преносног система електричне енергије дужан да сваке године доноси план инвестиција у преносни систем за период до три године, усклађен са планом инвестиција у дистрибутивни систем.

План развоја преносног система Републике Србије за период од 2017. до 2026. и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2017-2019. EMC АД је доставио Агенцији 18.01.2017. године. Ови планови прилагођени су одредбама Закона о енергетици и усклађени са критеријумима ENTSO-E, а такође су уважени и Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже и регионални инвестициони планови.

Анализом стања преносне мреже у оквиру постојећег Плана развоја преносног система, уз уважавање прогнозиране потрошње и очекиваног уласка у погон нових производних јединица, EMC АД је предложио изградњу нових, односно адаптацију или реконструкцију постојећих елемената преносне мреже, чиме би се отклонила постојећа и очекивана загушења и повећала ефикасност рада преносног система. План развоја је усаглашаван са плановима развоја ОДС, сходно подацима које је ОДС доставио EMC АД у припремној фази израде Плана развоја.

За преносну мрежу 400 kV у плану су дефинисани пројекти интерконекције и пројекти унутрашње 400 kV мреже. Ови пројекти су од регионалног и пан-европског значаја за пренос електричне енергије и њима се директно доприноси дугорочној енергетској безбедности Републике Србије, али имајући у виду резултате студије изводљивости, остаје отворено питање извора финансирања изградње и потребе да се за објекте у Србији обезбеди што веће учешће бесповратних средстава.

Најзначајнији планирани пројекти интерконекције у оквиру Плана развоја су:

- двоструки интерконективни далековод ТС Панчево – ТС Решица, који представља Секцију 1 прве фазе Трансбалканског коридора;
- нова интерконекција између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе, који представља Секцију 4 прве фазе Трансбалканског коридора.

Од планираних пројеката унутрашње 400 kV мреже могу се издвојити:

- изградња новог далековода 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, који представља Секцију 2 прве фазе Трансбалканског коридора;
- у региону западне Србије подизање мреже 220 kV на 400 kV напонски ниво - подизање чвора Бајина Башта на 400 kV напонски ниво и изградња новог двоструког 400 kV далековода између ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, што представља Секцију 3 прве фазе Трансбалканског коридора;
- изградња постројења 400 kV уместо 220 kV у ТС Србобран и изградња водова за прикључење ТС Србобран и
- доградња постојеће ТС Смедерево 3 и водова за прикључење.

Имајући у виду планиране потребе, изградњу нових извора, планирани развој регионалне и европске мреже, ови пројекти би допринели сигурности снабдевања и поузданости рада система, а реализација ће зависити и од услова финансирања, посебно за реализацију дела Трансбалканског коридора који се односи на интерконекцију између Србије, Црне Горе и Босне и Херцеговине.

У погледу преносне мреже 220 kV напонског нивоа, стратешко опредељење EMC АД је постепено укидање ове мреже, односно њено подизање на 400 kV напонски ниво у склопу пројекта Трансбалкански коридор. Међутим, до тада, ради се на изградњи ТС 220/110 kV Бистрица и планирано је повећање инсталисане снаге у трансформаторским станицама 220/110 kV Зрењанин и Крушевац.

По питању развоја 110 kV преносне мреже, План развоја даје решења за постојеће области где није задовољена сигурност испоруке електричне енергије, а то је пре свих област Рашке и јужног Баната, као и радијално напајаних области. Развој ове мреже је посебно важан због усклађивања са планом развоја дистрибутивног система, како би се омогућила и реализација пројекта повезивања објеката преносног и дистрибутивног система.

У плану инвестиција за период од три године кроз приказ улагања по годинама описане су инвестиционе потребе са националног, регионалног и европског аспекта, чија реализација има значајан утицај на повећање преносних капацитета у регионалној преносној мрежи, а самим тим и на развој тржишта електричне енергије у Европи. Са националног аспекта обухваћене су потребе за изградњом електроенергетске инфраструктуре која ће омогућити повећање преносних капацитета, развој тржишта на националном нивоу, повећање поузданости преносног система и сигурности снабдевања потрошача и повећану могућност прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије.

Агенција је крајем 2017. године дала сагласност на План развоја преносног система за период 2017-2026. година и План инвестиција у преносни систем за период 2017-2019. година које је, као оператор преносног система, донело EMC АД. Сагласност је дата пошто је EMC АД унео низ исправки и допуна које је Агенција захтевала на основу својих сагледавања достављених планова и резултата јавне консултације о плану развоја (који је у складу са Законом организовала Агенција).

Законом о енергетици уређено је да Агенција прати и оцењује реализацију десетогодишњег плана развоја преносног система и даје у свом годишњем извештају процену реализованих инвестиција.

У плану инвестиција за период од три године, на који је Агенција дала сагласност, оператор преносног система планирао је у 2017. години укупно 83 пројекта од којих се на градњу нових објеката односи 37, док се на реконструкцију, адаптацију и доградњу односи 46 пројеката.

Табела 3-41 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према типу активности за 2017. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-41: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2017.

(€)			
Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
Градња новог објекта	16.454.000	15.038.000	91
Реконструкција, адаптација и доградња	12.913.355	9.685.000	75
Укупно	29.367.355	24.723.000	84

Табела 3-42 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према напонском нивоу за 2017. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-42: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2017.

(€)			
Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
110 kV	5.848.000	2.867.000	49
220 kV	3.375.000	3.327.000	99
400 kV	20.144.355	18.529.000	92
Укупно	29.367.355	24.723.000	84

Оператор преносног система EMC АД је 11.12.2017. године доставио Агенцији План развоја преносног система АД Електромрежа Србије за период 2018-2027. година и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2018-2020. година. Очекује се да Агенција у првој половини 2018. године спроведе Законом предвиђену процедуру и да сагласност на ове планове.

3.7.5 Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система

Оператор дистрибутивног система, у складу са Законом, има обавезу доношења плана развоја дистрибутивног система и плана инвестиција у дистрибутивни систем, који треба да буде усклађен са планом развоја преносног

система и захтевима за прикључење објеката купаца и произвођача на дистрибутивни систем. ОДС је током 2017. године припремао, али није доставио Агенцији ове планове.

Током 2017. године, ОДС је спровео активности на ревитализацији или замени постојеће застареле опреме, посебно у трансформаторским станицама 110/x kV/kV које су преузете од ЕМС АД, као и друге мере на модернизацији својих објеката.

У дистрибутивном систему су завршени или су започети следећи радови:

- на трансформаторским станицама:
 - изградња нових, проширење и реконструкција постојећих трансформаторских станица, при чему је најзначајнија замена трансформатора 110/35 kV/kV са трансформаторима 110/20 kV/kV исте снаге у ТС "Алибунар" и ТС "Рума 1";
- на дистрибутивним водовима:
 - изградња и реконструкција низа дистрибутивних водова у дистрибутивној мрежи средњег напона;
 - изградња мреже нижих напонских нивоа, у складу са локалним растом потрошње електричне енергије и потребом подизања квалитета снабдевања;
 - мерење и управљање:
 - унапређење мерне опреме и даљи развој система за даљинско читавање није урађено у планираном обиму.

Законом је одређено да ОДС, поред плана развоја дистрибутивног система и плана инвестиција у дистрибутивни систем, треба да донесе и достави Агенцији на давање сагласности и план преузимања мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталација и опреме у мерно разводним орманима, прикључних водова и других уређаја који су у саставу прикључка у објектима купаца, односно произвођача. Ову обавезу ОДС је испунио и доставио Агенцији 12.12.2016. године План преузимања мерних уређаја за период 2017-2020. и извештај о оствареном преузимању током 2015. и 2016. Агенција је 20. јуна 2017. године дала сагласност на овај план.

3.7.5.1 Напредне мреже

Законом о енергетици је одређено да ОДС израђује план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система и доставља га Агенцији ради прибављања мишљења. ОДС током 2017. године није доставио Агенцији план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система. Резултати овог плана треба да буду убачени у планове развоја и инвестиција дистрибутивног система.

У наредном периоду је неопходно да ОДС испуни ову законску обавезу. Напредне мреже и мерни системи ће омогућити већу поузданост и квалитет испоруке електричне енергије. Оне ће поспешити и боље управљање потрошњом и динамичније тржиште, као и значајно смањити техничке и комерцијалне губитке електричне енергије.

3.7.5.2 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

У 2017. години је дошло до незнатног смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су они остали на нивоу губитака у 2016, од око 13% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем. Активности на смањењу губитака се у наредном периоду морају интензивирати, пошто губитке треба што пре свести на технички прихватљив ниво. Редовне активности на контроли мерних уређаја, које су у 2017. години урађене само на 7% планираних места и преузимање мерних уређаја и прикључних водова морају се радити у складу са законским обавезама и донетим плановима.

У наредном периоду треба применити мере које би требало да допринесу смањењу губитака, а које су предвиђене и планом ОДС за смањење губитака, а које подразумевају:

- изградњу нових објеката мреже, далековода и трансформаторских станица;
- преузимање мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталације и опреме у мерно разводним орманима, прикључних водова и других уређаја који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца и њихово довођење у стање сагласно техничким прописима и правилима рада ОДС;
- набавку и уградњу нових бројила код већине купаца;
- модернизацију система мерења са даљинским читавањем и управљање потрошњом;
- унапређење техничког и пословног система обрачуна и наплате електричне енергије;
- активирање постојећих и уградња нових уређаја за компензацију реактивне снаге и
- унапређење сарадње са државним органима у циљу сузбијања крађе електричне енергије.

4. ПРИРОДНИ ГАС

4.1 Структура сектора и капацитети

4.1.1 Организациона и власничка структура

Организациона структура гасног сектора крајем 2017. је приказана на слици 4-1. Једини произвођач природног гаса је „Нафтна индустрија Србије” а.д. Нови Сад (у даљем тексту: НИС). Производња гаса није регулисана делатност.

Нафтна индустрија Србије (НИС)	Подземно складиште гаса БАНАТСКИ ДВОР	Јавно предузеће СРБИЈАГАС	YUGOROSGAZ а.д.	32 Енергетска субјекта	38 Енергетских субјекта
ПРОИЗВОДЊА природног гаса	ОПЕРАТОР СКЛАДИШТА природног гаса Складиштење и управљање складиштем	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Транспорт и управљање транспортним системом	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Yugorosgaz-транспорт д.о.о. Ниш Транспорт и управљање транспортним системом		
СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту		ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом (32)	Енергетски субјекти који имају само лиценцу за снабдевање природним гасом (на слободном тржишту) (38)
		СНАБДЕВАЊЕ природним гасом <ul style="list-style-type: none"> • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту <ul style="list-style-type: none"> - резервно снабдевање - снабдевање јавних снабдевача 	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом <ul style="list-style-type: none"> • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту 	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом <ul style="list-style-type: none"> • регулисано јавно снабдевање (31) • на слободном тржишту (25) 	

Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2017.

Делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом у Србији обављају два оператора транспортног система (ОТС), ЈП Србијасгас, Нови Сад и Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш. ОТС Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. је у 2015. години извршио правно и функционално раздвајање од вертикално интегрисаног предузећа „Yugorosgaz“ а.д. Београд по моделу независног оператора система. У ЈП Србијасгас су донете одлуке о правном и функционалном раздвајању ОТС - Транспортгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, али до краја 2017. Транспортгас Србија д.о.о. није отпочело са радом, због чега делатност транспорта и даље обавља његов оснивач ЈП Србијасгас.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 33 лиценцирана оператора дистрибутивног система (ОДС). Лиценцу је добио још један енергетски субјект, али он није започео са обављањем делатности. Поред ОДС ЈП Србијасгас и Yugorosgaz а.д. ову делатност обавља још 31 лиценцирано предузеће, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Пошто сви ОДС имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје ОДС и снабдевача (у складу са чланом 259 Закона). ЈП Србијасгас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које до краја 2017. још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијасгас.

За снабдевање на слободном тржишту гаса, на крају 2017. године, било је лиценцирано укупно 66 енергетских субјекта, од којих је активно 30 снабдевача. Јавним снабдевањем крајњих купаца природним гасом, по регулисаним ценама, баве се 33 јавна снабдевача који се баве и дистрибуцијом природног гаса.

За снабдевача јавних снабдевача и резервног снабдевача крајњих купаца који на то имају право по Закону, Влада Републике Србије је за 2017. годину одредила ЈП Србијасгас, у складу са Законом.

Оператор складишта обавља делатност складиштења и управљања складиштем природног гаса. Постоји само једно, подземно складиште природног гаса Банатски Двор, д.о.о, чији су оснивачи и власници ЈП Србијагас (49%) и Gazprom Germania (51%), на основу Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде (Закон о потврђивању Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде „Службени гласник РС-Међународни уговори“, број 83/08) закљученог јануара 2008. Договор о реализацији заједничког пројекта потписан је у октобру 2009. године.

4.1.2 Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење

4.1.2.1 Производња

Производња природног гаса у Србији се реализује на подручју Војводине и једини произвођач природног гаса је Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Произведени природни гас се, након припреме која омогућава да га користе крајњи купци, испоручује на 11 места у транспортни систем и много мање количине (до 2% производње) на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем, у 2017. години је била 373 милиона m^3 , што је мање за 6,5% од производње у претходној години. После значајног раста у 2011, производња од 2012. стално опада, мада је већа од остварене у 2010.

Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2017.

Производња / Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Испоручено у транспортни систем	331	441	466	451	453	422	388	366
Испоручено у дистрибутивни систем	21	21	18	17	14	10	11	7
Укупна производња (милиона m^3)	352	462	484	468	467	432	399	373
Промена у односу на (n-1) годину		31,3	4,8	-3,3	-0,2	-7,5	-7,6	-6,5

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2017. години, 111,5 милиона m^3 (30%) природног гаса је продато другим снабдевачима, док је већи део природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2017. године, дужина транспортног система на коме ЈП Србијагас обавља делатност је била 2.334 km у северној и централној Србији, а транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. 125 km у југоисточном делу Србије (табела 4-2). ЈП Србијагас управља са 95% транспортне гасоводне мреже у Србији, а Yugorosgaz-транспорт д.о.о. са преосталих 5%.

Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2017.

Година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Дужина мреже, km	2.258	2.321	2.391	2.398	2.423	2.423	2.423	2.459

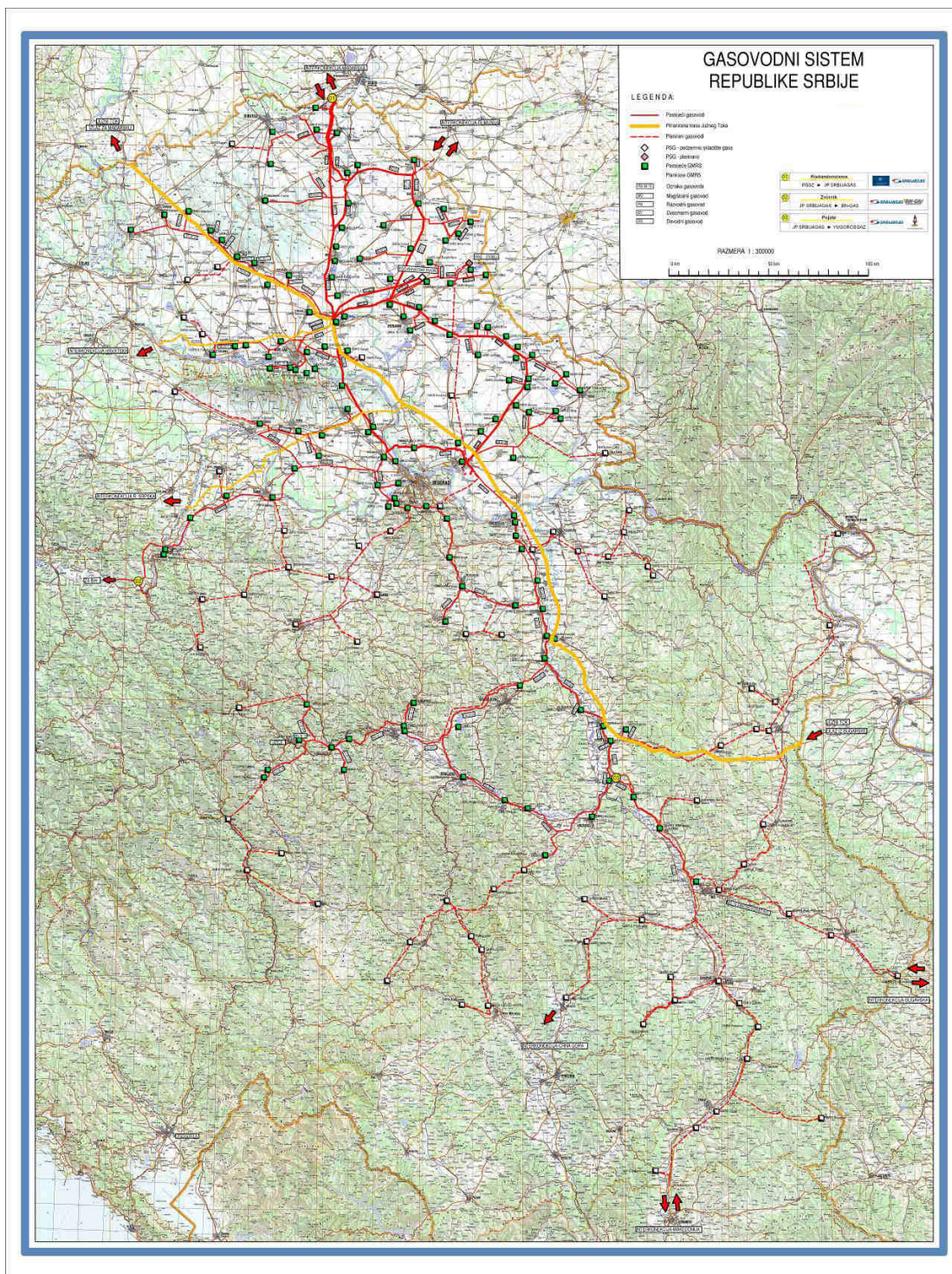
Око 5 милиона или око 70% становника Србије, живи у областима које имају изграђену транспортну мрежу и која обезбеђује потенцијал за даљи развој гасног система и раст потрошње природног гаса.

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	ЈП Србијагас	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет, мил. m^3 /дан	≈ 18	≈ 2,2
Притисак, bar	16 - 75	16 - 55
Дужина, km	2.334	125
Пречници	DN 150 - DN 750	DN 168 - DN 530
Компресорска станица, снага, MW	4,4	-
Број улаза у транспортни систем	13	1
Из другог транспортног система	1	1
Са производних поља – домаћи гас	11	-
Из складишта	1	-
Број излаза са транспортног система	243	5
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	240	5
Примопредајне станице	2	-
Излаз у транспортни систем Yugorosgaz	1	-
Интерконектор према БиХ	1	-
Складиште природног гаса	1	-

У табели 4-3 су приказане најважније техничке карактеристике транспортног система ЈП Србијасас и система којим управља Yugorosgaz -транспорт д.о.о.

Оператори транспортних система су били дужни да још до 2011. године обезбеде аутоматско прикупљање и обраду података о протоцима природног гаса, са интервалом прикупљања од 24 часа или краћем, за сва места испоруке са транспортног система. Оваква мерно-аквизициона опрема је неопходна за функционисање и развој тржишта. До сада је уграђена на свим местима испоруке на систему којим управља Yugorosgaz-транспорт д.о.о. и на 61% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијасас што представља значајан напредак с обзиром да је на крају 2016. године адекватна мерна опрема била уграђена само на 35% од укупног броја излаза са транспортног система ЈП Србијасас. Процент количина природног гаса које се испоручују са излаза са транспортног система са дневним мерењем у односу на укупно испоручену количину природног гаса је још већи, јер се адекватна мерна опрема прво уграђује на излазима на којима су веће количине природног гаса.



Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије

4.1.2.3 Дистрибуција

Дужина дистрибутивне мреже у Србији је од 2012. до 2017. године повећана за 8,5%, односно на 16.961 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. Међутим, у односу на претходну годину, мрежа је увећана само за 308 km што је повећање од 1,85% што је и даље низак ниво инвестиција у проширење дистрибутивне мреже. Највећи део повећања дужине мреже у 2017. је био у ЈП Србијагас, који обавља делатност на 48,9% укупне дистрибутивне мреже у Србији.

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2012 - 2017.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Дужина дистрибутивне мреже (km)	15.348	15.839	16.363	16.532	16.653	16.961

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 270.626 и у односу на претходну годину је увећан за око 3.520 прикључака (1,32%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2017.

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	54.354	1.551
2	Беогас, Београд	278.794	9.203
3	Београдске електране, Нови Београд	331.120	4.019
4	Boss construction, Трстеник	29.438	63
5	Чока, Чока	27.195	799
6	Други октобар, Вршац	198.266	12.612
7	Елгас, Сента	60.149	1.787
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	488.105	14.660
9	Гас - Рума, Рума	465.436	7.185
10	Гас, Бечеј	198.197	1.696
11	Гас, Темерин	266.500	6.697
12	Градитељ, Србобран	150.200	2.295
13	Градска топлана, Зрењанин	511.836	22.322
14	Ингас, Инђија	358.451	9.743
15	Интерклима, Врњачка бања	108.050	986
16	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.308
17	Ковин – Гас, Ковин	333.094	3.961
18	Лозница - Гас, Лозница	132.360	1.545
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.367.847	46.072
20	Полет, Пландиште	239.300	3.551
21	Ресава Гас, Свилајнац	60.475	383
22	Родгас, Бачка Топола	149.624	1.291
23	Syrus energy, Београд	21.460	1.927
24	Сигас, Пожега	19.987	317
25	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	1.870
26	Србијагас, Нови Сад	8.294.697	89.665
27	Срем - Гас, Сремска Митровица	263.754	5.143
28	Стандард, Ада	42.000	986
29	Суботицагас, Суботица	414.018	9.885
30	Топлана – Шабац, Шабац	170.381	2.622
31	Ужице-гас, Ужице	144.296	1.007
32	Врбас – Гас, Врбас	186.388	1.627
33	Yugorogaz, Београд	302.278	848
	УКУПНО	16.961.208	270.626

План преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица

Законом (члан 261. став 1) је дефинисана обавеза ОДС да донесе план преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица (МУ/МРС), у објектима постојећих купаца, односно произвођача и да шестомесечно Министарству рударства и енергетике и Агенцији доставља извештај о планираним и предузетим активностима на реализацији плана преузимања, са циљем да преузме све МУ/МРС најкасније до 31. децембра 2020. године.

Након усвајања Закона, од 33 ОДС код 18 су сви МУ/МРС били у власништву оператора. У преосталих 15 ОДС, око 45% МУ/МРС (88.500 од 195.000) није било у власништву ОДС. Један ОДС је у стечају и не обавља делатност ОДС, 13 је доставило планове преузимања на које је Агенција дала сагласност, а план ЈП Србијас је усаглашен са Агенцијом, али није званично достављен на сагласност.

У табели 4-6 су приказани план преузимања МУ/МРС за период 2015.-2016. година и за 2017. годину, као и план преузимања за период 2018.-2020. година и број МУ/МРС које ОДС треба укупно да преузму. На основу података које су доставили ОДС, приказан је и број МУ/МРС преузет у периоду 2015.-2016. година и за 2017. годину, проценат реализације плана за период 2015.-2016. година, за 2017. годину, као и проценат реализације плана за цео период. У целом периоду 2015.-2017. година је преузето 35.826 МУ/МРС, док је план преузимања за тај период био 42.855 МУ/МРС. На основу података из табеле код одређеног броја дистрибутера реализација је знатно мања него планирани број МУ/МРС које је требало да преузму у периоду 2015.-2017. година. Ако не дође до значајне промене у активностима тих ОДС по овом питању, законска обавеза ОДС да до краја 2020. године преузму све МУ/МРС у своје власништво неће бити реализована.

Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС

Ред. број	Назив дистрибутера	План преузимања МУ/МРС по годинама				Реализација преузимања МУ/МРС по годинама				
		2015-2016	2017	2018-2020	Укупно	2015-2016	2017	2015-2016 (%)	2017 (%)	Укупно 2015-2017 (%)
1	Србијас, Н. Сад	2.019	2.016	6.048	10.083	19	1	0,94	0,05	0,50
2	Нови Сад Гас, Н. Сад	12.657	13.840	18.282	44.779	12.797	13.871	101,11	100,22	100,65
3	Гас-Феромонт, С. Пазова	1.804	1.500	4.335	7.639	1.417	1.083	78,55	72,20	75,67
4	Ингас, Инђија	245	240	652	1.137	532	586	217,14	244,17	230,53
5	Гас Рума, Рума	380	323	1.658	1.658	207	75	54,47	23,22	40,11
6	ГАС, Темерин	1.300	1.300	3.642	6.242	1.481	932	113,92	71,69	92,81
7	Полет, Пландиште	578	578	1.730	2.886	633	658	109,52	113,84	111,68
8	Ковин Гас, Ковин	570	569	1.712	2.851	540	122	94,74	21,44	58,12
9	Градитељ, Србобран	477	450	1.350	2.277	221	297	46,33	66,00	55,88
10	Комуналац, Нови Бечеј	468	459	1.341	2.259	6	40	1,28	8,89	5,01
11	Врбас-Гас, Врбас	132	133	364	629	0	0	0,0	0,0	0,0
12	Сомбор-Гас, Сомбор	85	84	252	421	89	87	104,71	103,57	104,14
13	Гас- Бечеј, Бечеј	324	321	959	1.604	29	91	8,95	28,35	18,60
14	Лозница-Гас, Лозница	8	4	5	17	8	4	100,0	100,0	100,0
	Укупно	21.047	21.808	41.627	84.482	17.979	17.847	85,42	81,84	83,60

Број од 84.482 МУ/МРС за преузимање би требало увећати за 4.061 који се налазе на дистрибутивној мрежи ЗИП Слога, Кањижа у стечају, где ЈП Србијас, Нови Сад, на основу закључка Владе Републике Србије, обавља енергетске делатности од општег интереса, али нема право да преузима мерне уређаје у власништво.

4.1.2.4 Складиштење

Подземно складиште гаса Банатски Двор је веома значајно за обезбеђивање сигурног снабдевања природним гасом у Србији. Лоцирано је у простор исцрпљеног гасног лежишта чији је капацитет био 3,3 милијарде m^3 природног гаса. Укупна површина складишта је око 54 km^2 . Радна запремина складишта је 450 милиона m^3 природног гаса, а максимални дневни капацитет истискивања из складишта је 5 милиона m^3 /дан.

Складиште Банатски Двор је пуштено у рад током новембра 2011. године. Двосмерним гасоводом Госпођинци - Банатски Двор је омогућено несметано и потпуно повезивање подземног складишта гаса са транспортним системом ЈП Србијас. Основни подаци о овом гасоводу су:

- дужина 42,5 km
- називни пречник DN 500
- максимални радни притисак: $p_{max}=75$ bar
- максимални проток гаса:
 - при повлачењу из ПСГ Б. Двор $Q=415.000$ m³/h (10 милиона m³/дан) и
 - при утискивању у ПСГ Б. Двор $Q=230.000$ m³/h (5,5 милиона m³/дан).

Након друге фазе развоја, радна запремина складишта ће се повећати на 800 милиона m³ природног гаса. Подземно складиште је са два гасовода повезано са гасним разводним чвором у Елемиру.

Током 2017. године, максимални технички капацитет утискивања је био 2,7 милиона m³/дан, а максимални технички капацитет истискивања из складишта је био 5,0 милиона m³/дан¹². Максималне дневне утиснуте количине су у 2017. биле 2,4 милиона m³/дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 5,1 милиона m³/дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2017. није мењала и износила је 530 милиона m³.

Током 2017. године, у складиште је предато више природног гаса него што је повучено из складишта. На почетку 2017. је било 391 милиона m³ комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 243 милиона m³, од тога је 3 милиона m³ потрошено на сопствену потрошњу складишта, а преосталих 240 милиона m³ гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли 227 милиона m³, колико је и предато у транспортни систем. На крају 2017. године, у складишту је било 404 милиона m³ комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2017. години је укупно из: увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво 2.787 милиона m³, а потрошено је 2.507 милион m³ природног гаса.

Највећи део природног гаса је обезбеђен увозом из Руске Федерације по дугорочном уговору. За купце у Србији, природни гас од Газпром Москва, набавља предузеће Yugorosgaz а.д. (акционари су Газпром Москва 50%, ЈП Србијагас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%).

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном уговору је у 2017. години био 2.183 милиона m³, и све увезене количине су преузете из транспортног система Мађарске.

Домаћом производњом од 377 милиона m³ је у 2017. могло да се задовољи само 13,5% потреба.

Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2016. и 2017.

	2016 милиона m ³	2017 милиона m ³	2017/2016 Индекс
Домаћа производња	399	377	94
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	1.807	2.183	120
Увоз из других извора/по другим уговорима	-	-	-
Увоз укупно	1.807	2.183	120
Преузето из подземног складишта	242	227	94
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.448	2.787	114
Утиснуто у складиште	197	240	122
Бруто потрошња	2.251	2.547	113
Губици и сопств. потрошња транспортног система	11	25	227
Губици у дистрибутивној мрежи	14	15	107
За финалну потрошњу	2.226	2.507	113

У 2017. је потрошено 2.507 милиона m³ природног гаса, за 13% више него у 2016. Потрошња је у домаћинствима порасла за 14%, у топланама је порасла за 10%, а у индустрији је порасла за 15%. Један од разлога за пораст потрошње је 1,8 °C нижа просечна средња дневна температура током зимских месеци, у односу на исти период у претходној години (ако се пореде јануар, фебруар и децембар). Поред тога, ни цена природног гаса за јавно снабдевање се током 2017. није мењала.

Број места испоруке је у 2017. повећан за 3.531 у односу на 2016. и на крају 2017. је износио 270.689, од чега је 63 на транспортном, а 270.626 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 257.476 или 95% су домаћинства што је само око 10% од свих домаћинстава у Србији.

¹² Технички капацитет складишта одређен је на 20°C и притиску од 1,01325 bar, а вредности максимално повучених и утиснутих количина одређене су при температури од 15°C и притиску од 1,01325 bar, сведено на топлотну вредност $Q_n = 33.338,35$ kJ/m³.

Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2016. и 2017.

Категорије потрошње	2016	2017	Разлика 2017-2016
Домаћинства	254.227	257.476	3.249
Топлане	122	131	9
Индустрија и остали	12.809	13.082	273
Укупно	267.158	270.689	3.531

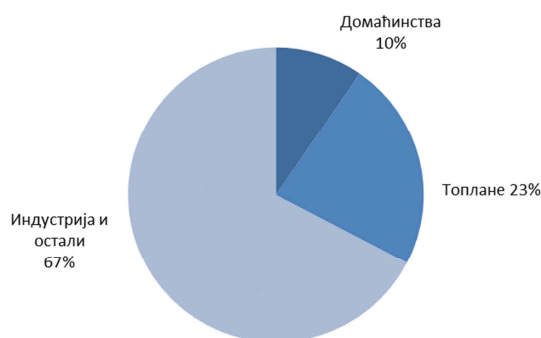
Структура потрошње по категоријама купаца приказана је у табели 4-9.

Табела 4-9: Структура потрошње у 2016. и 2017.

Категорије потрошње	2016 милиона m ³	2017 милиона m ³	2017/2016 Индекс
Домаћинства	210	241	114
Топлане	551	578	105
Индустрија и остали	1.465	1.688	115
Укупно	2.226	2.507	113

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 10% у укупној потрошњи природног гаса у 2017. години, потрошња топлана са 23%, а преосталих 67% су потрошили индустрија и остали купци (ова потрошња садржи количине купљене на тржишту и количине које је НИС потрошио из сопствене производње).

Структура финалне потрошње природног гаса у 2017. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2017.

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2017. била 933 m³ (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2017.), што је за 13% више него у 2016. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2017. имала потрошњу природног гаса (било их је 232.585), просечна годишња потрошња по домаћинству је била 1.033 m³.

4.3 Регулација оператора транспортног система

Оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. је новоосновано привредно друштво, али оно није отпочело са радом, због чега делатност транспорта природног гаса и даље обавља његов оснивач ЈП Србијагас.

Ўugorosgaz-транспорт д.о.о. Ниш је оператор транспортног система који је у 2013. години извршио правно и функционално раздвајање од свог оснивача вертикално интегрисаног друштва „Ўugorosgaz“ а.д. Београд и прибавио лиценцу за обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом у складу са законом који је тада уређивао област енергетике. Ўugorosgaz-транспорт д.о.о. Ниш је у складу са Законом о енергетици поднео Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система. Агенција је у јуну 2017. године сертифицивала ово привредно друштво као независног оператора система, али условно на годину дана под претњом одузимања сертификата уколико у датом року не усклади своју организацију и пословање са овим прописаним моделом, односно не испуни све услове прописане Законом.

Правила о раду транспортног система ЈП Србијагас усвојена су и објављена у Службеном гласнику РС у августу 2013. године и још увек се примењују. Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, али током 2017. нису формално достављена Агенцији за давање сагласности.

Ўugorosgaz а.д. је Агенцији доставио предлог Правила о раду система за транспорт природног гаса у децембру 2014. године. На та правила Савет Агенције је дао сагласност у јануару 2015. године и она се примењују. Ова правила треба ускладити са Законом и Правилима о раду Транспортгас Србија д.о.о. када буду усвојена.

4.3.1 Раздвајање оператора транспортног система

Крајем 2014. године, Влада Републике Србије је донела Закључак о Полазним основама за реструктурирање ЈП Србијагас којим је одређено да оператори транспортног и дистрибутивног система буду правно одвојена лица од ЈП Србијагас, у чијем су власништву. План је усаглашен и са Енергетском заједницом, чиме је одговорено на позив Министарског савета Енергетске заједнице Србији из септембра 2014. да извршава обавезе из Уговора о Енергетској заједници везане за одвајање оператора транспортног система.

Надзорни одбор ЈП Србијагас је 22. јуна 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о, као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о, а Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана 22. августа 2015. и регистрована у регистру привредних субјеката као активна, али нису отпочела са радом.

Влада Републике Србије је Закључком од 19. новембра 2015. године омогућила привредном друштву Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас Србија д.о.о, да обављају делатности од општег интереса транспорт и управљање транспортним системом и дистрибуција и управљање дистрибутивним системом, под лиценцом ЈП Србијагас до рока њеног важења и препоручила да се предузму све неопходне активности у циљу прибављања одговарајућих лиценци у што краћем року.

Такође, Влада Републике Србије је и својим Закључком од 23. децембра 2016. године омогућила ЈП Србијагас да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгас Србија д.о.о. настави да обавља делатност од општег интереса транспорта и управљање транспортним системом до прибављања лиценце за обављање ове делатности и препоручила Транспортгас Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Оператор транспортног система Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш, правно је раздвојен од Yugorosgaz a.d. Београд, у чијем је власништву и септембра 2013. године је добио лиценцу за обављање делатности транспорта природног гаса и управљања транспортним системом. Правно и функционално раздвајање је извршено пре доношења Закона, а сертификације овог оператора и његово лиценцирање спроведено је у складу са Законом.

Закон из 2014. године је, у складу са прописима ЕУ, утврдио три модела организовања односно раздвајања оператора транспортног система и то као: оператора транспортног система по моделу власничког раздвајања, независног оператора система и независног оператора транспорта.

Поступајућу у законом прописаном року, Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш, поднео је у августу 2016. године Агенцији захтев за сертификацију по моделу независног оператора система, који је с обзиром на власничку структуру овог и матичног привредног друштва, третиран као захтев за сертификацију оператора транспортног система у вези са трећим земљама.

Својом одлуком из децембра 2016. годне Агенција је условно сертифицивала Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш, као независног оператора система, уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословања на начин којим се испуњавају услови у погледу независности оператора система по траженом моделу, што подразумева предходно усклађивање потврђених међународних уговора закључених са Руском Федерацијом и ЕУ, односно земљама југоисточне Европе. Такође, оператору система наложено је да у истом року достави и десетогодишњи план развоја транспортног система, програм за обезбеђење недискриминаторног понашања и акт потписан са власником транспортног система којим се обезбеђују гаранције које ће омогућити финансирање развоја транспортног система.

Конечна одлука о сертификацији донета је по спровођењу законом утврђене процедуре, уз учешће надлежног тела које сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора даје своје мишљење.

Наиме, Одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године Yugorosgaz - Транспорт д.о.о. Ниш сертифициван је као независни оператор система уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословања на начин којим се испуњавају услови у погледу независности, достави Агенцији програм усклађености и доказ о набавци природног гаса за губитке настале у транспортном систему. Од свих наведених, први услов је изван компетенција Агенције и његово испуњење зависи искључиво од надлежних државних органа.

4.3.2 Регулација цена

4.3.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на транспортни систем утврђује ОТС, на основу елемената из захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса („Службени гласник РС“, бр. 42/16; важи од 01.05.2016.) коју доноси Агенција. Методологијом су утврђене врсте трошкова: пројектовање и прибављање потребне документације, набавка уређаја, опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. ОТС је дужан да, при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење, користи цене коштања односно тржишне цене добара, радова и услуга.

Подносилац захтева за прикључење плаћа услугу прикључења ОТС. Трошкове услуге прикључења одређује ОТС према стварним трошковима индивидуалног прикључка и прописаном делу трошка који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

ОТС је, по правилу, инвеститор односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца). Одступање од овог правила може да се јави у случају закупа система као и у случају независног оператора система где ОТС углавном није власник прикључка.

Како се прикључци на транспортном систему не могу типизирати и сваки је пројекат за себе, ОТС је дужан да поштује принципе јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова. Подносилац захтева мора да надокнади стварне трошкове прикључења и део трошкова за развој система изазваних овим прикључењем, који зависе од карактеристика тог прикључка.

4.3.2.2 Цене приступа систему

Током 2017. године Савет Агенције је дао сагласност на одлуку о цени приступа систему за транспорт природног гаса *Yugorosgaz-Транспорт д.о.о.* која се примењује од 1. маја 2017. године. Цена приступа систему за транспорт природног гаса ЈП Србијас неће се мењала у 2017. години.

Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹³

Назив оператора транспортног система	дин/м ³	
	31.12.2016	31.12.2017
Србијас	2,70	2,70
<i>Yugorosgaz-Транспорт</i>	1,62	0,76

Актуелне цене и хронолошки преглед цена приступа систему за транспорт природног гаса могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

4.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

Република Србија има две интерконеције са гасоводним системима суседних земаља (по једну улазну и излазну тачку), а то су гасоводи:

- Мађарска - Србија (Кишкундорожма) - улазна тачка и
- Србија – Босна и Херцеговина (Зворник) - излазна тачка.

Обе интерконеције су део транспортног система ЈП Србијас, док на транспортном систему *Yugorosgaza а.д.* нема гасовода повезаних са транспортним системима суседних земаља.

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијас која су донета 2013. године и још увек се примењују, прва годишња расподела капацитета је требала да буде организована почетком 2014. године за гасну годину која почиње у јулу 2014. године. Прва годишња расподела капацитета је одложена за 2015. годину, а затим за 2016. годину, али пошто није реализовано правно раздвајање оператора транспортног система од ЈП Србијас, сагласно овим правилима расподела није организована ни у 2017. години.

Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, у којима је промењена расподела капацитета на транспортном систему тако што треба да буде организована за гасну годину која почиње у октобру, али она ће моћи да се примењују када Транспортгас Србија д.о.о. почне да обавља делатност транспорта и управљања транспортним системом и добије сагласност Агенције на ова правила.

4.3.3.1 Додела капацитета на интерконеktivним водовима и управљање загушењима

Као што је наведено, обе прекограничне интерконеције су део транспортног система ЈП Србијас и оператор транспортног система ЈП Србијас у својим правилима о раду дефинише правила за расподелу свих транспортних, па и прекограничних, капацитета, као и правила за управљање загушењима. Последњом изменом Правила о раду транспортног система ЈП Србијас било је предвиђено да прва расподела капацитета буде организована почетком 2016. године за гасну годину која почиње 1. јула 2016. године. Право на коришћење капацитета на интерконеktivним гасоводима додељује ЈП Србијас, односно Транспортгас Србија д.о.о. Међутим, оператор транспортног система није организовао расподелу ни у 2017. години, у складу са правилима о раду транспортног система, због незавршеног раздвајања оператора од оснивача.

На улазној тачки Мађарска - Србија (Кишкундорожма), капацитете су користили: ЈП Србијас, Газпром експорт и Привредно друштво за производњу и транспорт гаса БХ-Гас д.о.о. Сарајево, а излазни капацитет на интерконектору ка Босни и Херцеговини БХ-Гас и Газпром експорт. У 2017. није било проблема са загушењем капацитета. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконекторима.

У 2017. години, улазни непрекидни капацитет на граници са Мађарском од 540.000 м³/час (13 милиона м³/дан, за потребе Србије и Босне и Херцеговине) био је просечно искоришћен 51,57% (у 2016. је био 42,6%), при чему треба

¹³ Просечна одобрена цена представља количник максимално одобреног прихода и одобрених количина природног гаса

имати у виду и да је потрошња природног гаса сезонски изразито неравномерна и да је искоришћеност капацитета знатно нижа у летњим месецима. Највећа дневно преузета количина у транспортни систем на граници са Мађарском је била 11,26 милиона m^3 /дан, од којих је 9,33 милиона m^3 /дан било за купце у Србији, а 1,93 милиона m^3 /дан за потребе Босне и Херцеговине. Са расположивим капацитетом интерконектора за потребе купаца природног гаса у Србији од 11 милиона m^3 /дан и степеном искоришћења интерконектора од 90%, могућ је годишњи увоз од око 3,6 милијарди m^3 , што је значајно више од 2,182 милијарди m^3 колико је увезено у 2017. години, односно од 1,88 милијарди m^3 колико је износио просечни годишњи увоз у периоду 2008-2017.

4.3.4 Транспортване количине природног гаса

У транспортни систем ЈП Србијасгас је током 2017. преузето 3.040 милиона m^3 природног гаса. Ове количине су транспортване за потребе: купаца, транзита за Босну и Херцеговину, складиштења, за надокнаду губитака природног гаса у транспортним и дистрибутивним системима и за потрошњу компресора. Транспорт се одвијао поуздано и безбедно, уз даљински надзор и контролу параметара стања транспортног система из диспетчерских центара који се налазе у Београду и Новом Саду.

Табела 4-11: Транспортване количине природног гаса у периоду 2015-2017.

Транспортовано	2015 милиона m^3	2016 милиона m^3	2017 милиона m^3	2017/2016 индекс
Производња на транспортном систему	422	388	366	94
Улаз у систем за потребе Србије	1.740	1.795	2.182	122
Улаз у систему за потребе БиХ	223	232	265	114
Укупно	2.386	2.415	2.813	116
Из складишта	113	254	227	89
Укупно	2.499	2.669	3.040	114

4.3.5 Балансирање

Према Закону, оператори транспортног система су одговорни за балансирање система природног гаса у Републици Србији. Оператор је дужан да набавља природни гас за потребе балансирања и обезбеђивања сигурног рада система и за надокнаду губитака у транспортном систему, на принципима минималних трошкова, транспарентности и недискриминације.

Корисници транспортног система су обавезни да, на дневном нивоу, предају у систем и преузму из система исте количине природног гаса. Као учесници на тржишту природног гаса, они морају да уреде своју балансну одговорност закључењем уговора о транспорту, којим се регулише финансијска одговорност за разлику између количине природног гаса предате на улазима у транспортни систем и преузете на излазима са транспортног система.

Балансирање система је у току 2017. године реализовано променом најавна количина природног гаса из увоза и коришћењем гаса из самог система (лајнпака) у току дана, као и коришћењем природног гаса из складишта. Када су потребе за природним гасом на излазима са транспортног система веће од уговореног капацитета на улазима, оператор транспортног система може прекинути део капацитета на излазу купцима који имају могућност коришћења алтернативног горива, у циљу успостављања баланса у систему, али у току 2017. године за тим није било потребе.

Оператор транспортног система природног гаса је одговоран за успостављање и спровођење балансне одговорности учесника на тржишту и вођење регистра балансне одговорности, у складу са правилима о раду система за транспорт природног гаса и правилима о промени снабдевача. Правилима о раду транспортног система се утврђује обавеза ОТС да склапа уговор са снабдевачем који ће обезбедити природни гас за балансирање када је мањак гаса у систему, односно преузети гас када има вишка у систему. Примена балансне одговорности за кориснике транспортног система је требало да почне од 01. јула 2016. године, али то се није догодило, тако да корисници транспортног система у току 2016. и 2017. године нису сносили финансијске последице дебаланса. Оператор транспортног система је у току 2017. године почео да израчунава дебаланс по корисницима система, као и да га финансијски обрачунава и о тим резултатима обавештава кориснике система. Дебаланс није наплаћиван, јер је циљ био да се корисници система упознају са последицама разлике између предатих количина на улазу и преузетих на излазу из транспортног система, како би дебаланс у наредном периоду био што мањи. Дебаланс се утврђује на дневном нивоу. На основу података оператора транспортног система из 2017. године корисници система су имали негативан дебаланс (мање су предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од око 80,5 милиона m^3 природног гаса. Оператор транспортног система је 2017. години утврдио позитиван дебаланс корисника система (више предавали на транспорт на улазима него што су преузимали на излазима) у износу од око 102, 5 милиона m^3 природног гаса. Укупан дебаланс, који је збир позитивног и негативног дебаланса је износио око 183 милиона m^3 , што је 6% од укупно транспортваних количина. Износ дебаланса у 2017. години је велики и очекује се да се смањи како се буде повећавао број уграђених дневних мерила на излазима који их немају јер ће бити омогућено прецизније утврђивање дебаланса као и благовремени увид корисника система у стање свог дебаланса. Смањењу дебаланса ће допринети и могућност

остваривања трговином природног гаса после гасног дана између корисника који су имали позитиван дебаланс са корисницима који имају негативни дебаланс током истог дана. Такође, примена наплате дебаланса ће сигурно утицати да корисници система боље планирају дневне најаве потреба за природним гасом што ће додатно смањити дебалансе.

4.4 Регулација оператора дистрибутивног система

У 2017. години, у Републици Србији је 33 предузећа обављало енергетску делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Лиценцу има још једно предузеће, које још увек није започело са обављањем делатности.

Доминантна карактеристика дистрибутивног сектора природног гаса је велика уситњеност, из чега произилази одсуство економије обима, што има за последицу веће трошкове коришћења ових мрежа. Генерално, нема довољно иницијативе у смеру укрупњавања дистрибуција.

Примењују се Методологија за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса и Методологија за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса, које је Агенција изменила и допунила у 2016. години ради усклађивања са Законом о енергетици.

4.4.1 Раздвајање оператора дистрибутивног система

Дистрибутивна предузећа у Србији су књиговодствено раздвојила делатности дистрибуције природног гаса и управљање дистрибутивним системом од снабдевања и других енергетских и неенергетских делатности. Осим рачуноводствено, оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа мора бити независан и у погледу правне форме, организације и одлучивања од других делатности које нису повезане са делатношћу дистрибуције,

Сагласно Закону (члан 257.) независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако да лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно одговорна за делатност производње, преноса или снабдевања електричном енергијом, као и предузимањем мера које ће осигурати да лица одговорна за управљање оператором дистрибутивног система поступају стручно, како би се обезбедила њихова независност у раду. Исто тако, оператор дистрибутивног система треба да доноси одлуке, независно од вертикално интегрисаног предузећа, по питању средстава потребних за погон, одржавање и развој мреже, као и одлуке о текућем пословању, односно одлуке о изградњи или унапређењу дистрибутивне мреже ако су у оквирима одобреног финансијског плана. Такође, оператор дистрибутивног система који је део вертикално интегрисаног предузећа, дужан је да донесе Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања, који садржи мере у циљу спречавања дискриминаторног понашања, начин праћења спровођења тих мера и обавезе запослених за постизање постављених циљева.

Према члану 259. Закона, наведене одредбе се не примењују на операторе дистрибутивног система на чији је систем прикључено мање од 100 000 крајњих купаца.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 33 лиценцирана ОДС. Поред ОДС ЈП Србијагас и Yugogosgaz а.д. ову делатност обавља још 31 лиценцирано привредно друштво, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Пошто сви оператори дистрибутивног система имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, они имају право да се баве и снабдевањем, на регулисаном и на слободном тржишту и нису обавезни да правно раздвоје оператора дистрибутивног система и снабдевача (у складу са чланом 259 Закона). ЈП Србијагас је у 2015. донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијагас Србија д.о.о. Нови Сад, које још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и на даље обавља ЈП Србијагас.

4.4.2 Регулација цена

4.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на дистрибутивни систем утврђује ОДС, на основу захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса коју доноси Агенција („Службени гласник РС“, бр. 42/16; важи од 01.05.2016.). Методологијом су утврђене врсте трошкова: пројектовање и прибављање потребне документације, набавка уређаја, опреме и материјала, извршење радова, као и начин обрачуна свих трошкова. Такође, ОДС је дужан да користи цене коштања односно тржишне цене добара, радова и услуга при утврђивању трошкова прикључења у решењу за прикључење. ОДС је дужан да поштује принципе

јавности и недискриминације и да подносиоцу захтева, на његов захтев, предочи акта на основу којих се утврђује висина трошкова прикључења и начин утврђивања тих трошкова.

Подносилац захтева за прикључење плаћа услугу прикључења ОДС. Трошкове услуге прикључења одређује ОДС тако да она одговара просечним трошковима градње типског прикључка (односно стварним трошковима изградње осталих врста прикључака) и прописаном делу трошка који је на систему узроковало прикључење објекта подносиоца захтева.

ОДС је, по правилу, инвеститор односно власник изграђеног прикључка (прикључног вода, мерне и друге опреме, закључно до мерног места у објекту купца).

Прикључци на ниском притиску су у Методологији груписани по типовима, па акт ОДС о висини трошкова прикључења типским прикључцима садржи и висину:

- трошкова изградње типског прикључка по категоријама типског прикључка;
- трошкова изградње прикључка за случај истовремене изградње мреже и типског прикључка по категоријама;
- јединичног варијабилног трошка и
- трошка дела система.

Уколико Агенција, на основу достављених података, као и података које може захтевати у складу са Законом, оцени да акт о висини трошкова прикључења ОДС није донео у складу са Методологијом, захтеваће да јој ОДС достави нови, усклађени акт у року од 30 дана од дана пријема писменог захтева Агенције.

Због релативно малог интересовања за прикључење на гасну мрежу, ОДС воде рачуна да трошкови прикључења буду тржишно прихватљиви и Агенција није добијала жалбе везане за прикључење на систем.

4.4.2.2 Регулација цене приступа дистрибутивном систему

Током 2017. године цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса које су обрачунате за регулаторни период су промењене код 2 ОДС. Такође, Савет Агенције је дао сагласност и на одлуке о цени приступа систему за дистрибуцију природног гаса за свих 33 ОДС које се примењују од 1. октобра 2017. и представљају резултат првог образовања цена приступа у складу са Методологијом за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса. Прва примена Методологије није узроковала промену просечне одобрене цене приступа. Просечна пондерисана одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2017. износи 4,36 дин/м³ и виша је за 1,2% у односу на цену која је важила на крају претходне године. Разлика у ценама приступа систему за дистрибуцију природног гаса између појединих ОДС произилази из величине и карактеристика дистрибутивног система, структуре и броја купаца, старости мреже и других фактора.

Табела 4-12: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса¹⁴

Ред. број	Назив оператора дистрибутивног система	дин/м ³	
		31.12.2016.	31.12.2017.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	10,15	10,15
2	Беогаз, Београд	7,87	7,87
3	Београдске електране, Нови Београд	5,63	5,63
4	Чока, Чока	6,86	6,86
5	Други октобар, Вршац	6,91	6,91
6	Елгас, Сента	7,30	7,30
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	5,69	5,69
8	Гас - Рума, Рума	5,64	6,30
9	Гас, Бечеј	11,24	11,24
10	Гас, Темерин	8,71	8,71
11	Градитељ, Србобран	6,26	6,26
12	Градска Топлана, Зрењанин	7,33	7,33
13	Ингас, Инђија	5,96	5,96
14	Интерклима, Врњачка бања	7,03	7,03
15	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
16	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
17	Лозница - Гас, Лозница	3,77	9,00
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,14	6,14
19	Полет, Пландиште	7,53	7,53
20	Ресава Гас, Свилајнац	6,49	6,49
21	Родгас, Бачка Топола	5,67	5,67
22	Сигас, Пожега	12,56	12,56
23	Сомбор - Гас, Сомбор	5,87	5,87
24	Србијагас, Нови Сад	3,80	3,80
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	4,98	4,98
26	Стандард, Ада	8,87	8,87
27	Суботицагас, Суботица	6,02	6,02
28	Топлана - Шабац, Шабац	6,43	6,43
39	Ужице-гас, Ужице	5,87	5,87
30	Врбас - Гас, Врбас	5,28	5,28
31	Yugorogaz, Београд	2,28	2,28
	ПРОСЕЧНО	4,31	4,36

Актуелне цене и хронолошки преглед промена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

4.4.3 Дистрибуирана количина природног гаса

Природни гас се преузима у дистрибутивне системе највећим делом из система за транспорт природног гаса. Неки дистрибутивни системи преузимају природни гас из другог дистрибутивног система. Само мали део количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2017. години само је ЈП Србијагас преузимао природни гас директно из производње. У табели 4-13 су приказане количине природног гаса које су преузете у системе за дистрибуцију природног гаса и дистрибуиране у периоду 2015-2017. година.

¹⁴ BOSS Construction, Трстеник и Syrus Energy, Београд током 2017. примењују цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса у нивоу цена Србијагас, Нови Сад.

4.5.1 Велепродајно тржиште

На велепродајном тржишту природног гаса куповина и продаја се одвијају директно између учесника на тржишту. Велепродајно тржиште природног гаса је у 2017. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса.

4.5.1.1 Снабдевање снабдевача

Велепродајно тржиште природног гаса је, осим куповине гаса за потребе јавних снабдевача, било базирано на билатералним уговорима између снабдевача и између произвођача и снабдевача. Током 2017, на велепродајном тржишту су три компаније продавале природни гас снабдевачима и јавним снабдевачима за потребе крајњих купаца. Просечна пондерисана велепродајна цена по којој су снабдевачи продавали природни гас другим снабдевачима у 2017. години износила је 30,53 дин/м³ и виша је за 5,1% у односу на цену која је реализована у претходној години. Од тога, просечна пондерисана велепродајна цена по којој су снабдевачи продавали природни гас јавним снабдевачима у 2017. години износила је 30,55 дин/м³ и виша је за 6,1% у односу на цену која је реализована у претходној години.

4.5.1.2 Регионално повезивање

Оператор транспортног система у Мађарској је развио платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју су купили и оператори транспортног система у Румунији, Бугарској и Грчкој за све своје интерконекторе, а Аустрија и Хрватска за интерконекторе према Мађарској. Србија за сада не користи платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју је развио мађарски оператор транспортног система, али се то може очекивати у наредном периоду.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2017. на тржишту укупно набавили и потрошили 2.246 милиона м³. Поред тога, НИС је потрошио 260 милиона м³ из своје производње и ова количина није била на тржишту. На слободном тржишту је куповао 961 купац, од којих је 18 било и на резервном снабдевању. Њима је укупно испоручено 1.917 милиона м³, односно 85% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 30 снабдевача (највише ЈП Србијагас, 87%). У 2017. години, право на регулисано јавно снабдевање су имала домаћинства и мали купци са годишњом потрошњом мањом од 100.000 м³ и чији су сви објекти прикључени на дистрибутивни систем. По регулисаним ценама, купце су током 2017. снабдевала 33 јавна снабдевача.

Количине природног гаса испоручене за потребе снабдевања на слободном тржишту и на регулисаном тржишту, приказане су у табели 4-14. За резервно снабдевање је испоручено 10 милиона м³.

Табела 4-14: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту)

	2016 милион м ³	2017 милион м ³	2017/2016 индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.712	1.917	112
Потрошено на регулисаном тржишту	289	329	114

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна пондерисана малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2017. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 31,76 динара/м³ и нижа је за 2,4% у односу на цену која је остварена у претходној години. Остварена просечна пондерисана малопродајна цена на регулисаном тржишту износила је 34,67 динара/м³ и нижа је за 6,2% у односу на остварену цену у претходној години, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 35,02 динара/м³ и нижа је за 7,1% у односу на остварену цену у претходној години. Цена на регулисаном тржишту је већа од цене на слободном тржишту, првенствено зато што велики број купаца који слободно уговарају цену природног гаса имају објекте прикључене на транспортни систем и не плаћају коришћење дистрибутивне мреже или имају објекте који су прикључени на систем за дистрибуцију природног гаса радног притиска између 6 и 16 bar, где је цена коришћења система нижа у односу на цене приступа за радни притисак испод 6 bar.

Резервни снабдевач је био ЈП Србијагас, кога је Влада Републике Србије изабрала, у складу са законом, за резервно снабдевање крајњих купаца који немају право на јавно снабдевање. Просечна остварена малопродајна цена за резервно снабдевање је била 37,53 динара/м³ и виша је за 5,5% у односу на остварену цену у претходној години.

У 2017. години су за потребе купаца само 3 ОДС испоручила више од 30 милиона м³, а 21 дистрибутер мање од 10 милиона м³.

Највећи део природног гаса, 1.799 милиона м³ или 80% од укупних количина, купцима је у 2017. продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је ДП Нови Сад Гас са 72 милиона м³, односно око 3% и Yugorosgaz а.д. са 50 милиона м³ гаса, односно 2,2% укупних потрошених количина у 2017. Појединачно учешће преосталих снабдевача у укупним количинама је око и мање од 2%. Количине природног гаса које су снабдевачи продали крајњим купцима (не укључује гас који је НИС произвео и потрошио за сопствене потребе) током 2016. и 2017. су приказане у табели 4-15.

Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2016. и 2017.

Ред. број	Назив снабдевача	2016 (000 m ³)				2017 (000 m ³)				2017/2016			
		Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	661	0	319	980	755	0	305	1.060	14	0	-4	8
2	Беогаз, Београд	11.840	3	5.673	17.516	12.766	0	6.520	19.286	8	0	15	10
3	Београдске електране, Нови Београд	2.539	0	540	3.079	2.974	0	572	3.546	17	0	6	15
4	Босс петрол, Трстеник	15	0	251	266	17	0	229	246	13	0	-9	-8
5	Чока, Чока	262	0	343	605	294	0	311	605	12	0	-9	0
6	Други октобар, Вршац	6.928	0	13.712	20.640	8.687	0	14.463	23.150	25	0	5	12
7	Елгаз, Сента	1.100	0	695	1.795	1.258	0	644	1.902	14	0	-7	6
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	14.976	807	9.419	25.202	15.899	914	9.291	26.104	6	13	-1	4
9	Гас - Рума, Рума	4.893	511	11.316	16.720	5.712	535	12.320	18.567	17	5	9	11
10	Гас, Бечеј	1.357	0	1.693	3.050	1.536	0	1.693	3.229	13	0	0	6
11	Гас, Темерин	4.703	0	1.567	6.270	5.726	0	1.700	7.426	22	0	8	18
12	Градитељ, Србобран	1.037	537	757	2.331	1.262	0	1.205	2.467	22	-100	59	6
13	Топлана, Зрењанин	12.023	9.345	4.098	25.466	13.707	0	3.741	17.448	14	-100	-9	-31
14	Ингас, Инђија	7.005	0	9.116	16.121	8.207	0	10.676	18.883	17	0	17	17
15	Интерклима, Врњачка бања	744	0	1.457	2.201	845	0	1.463	2.308	14	0	0	5
16	Комуналац, Нови Бечеј	1.075	0	1.132	2.207	1.181	0	854	2.035	10	0	-25	-8
17	Ковин – Гас, Ковин	2.807	1.129	4.232	8.168	3.144	1.097	3.972	8.213	12	-3	-6	1
18	Лозница – Гас, Лозница	1.466	3.563	4.310	9.339	1.647	3.569	5.033	10.249	12	0	17	10
19	МЕТ, Београд	0	0	14.780	14.780	0	0	17.312	17.312	0	0	17	17
20	НИС, Нови Сад	0	0	3.731	3.731	0	0	1.893	1.893	0	0	-49	-49
21	New Europe Gas, Београд	0	0	10.415	10.415	0	0	20.403	20.403	0	0	96	96
22	Нови Сад - Гас, Нови Сад	39.035	1.682	25.762	66.479	45.293	636	26.745	72.674	16	-62	4	9
23	Полет, Пландиште	1.643	0	2.889	4.532	1.813	0	2.818	4.631	10	0	-2	2
24	Ресава Гас, Свилајнац	379	0	675	1.054	434	0	1.170	1.604	15	0	73	52
25	Родгас, Бачка Топола	1.032	0	6.879	7.911	1.146	0	7.562	8.708	11	0	10	10
26	Сајрус енерџи, Београд	2.165	0	220	2.385	2.294	0	238	2.532	6	0	8	6
27	Сигас, Пожега	207	0	99	306	217	0	117	334	5	0	18	9
28	Сомбор - Гас, Сомбор	1.688	0	4.216	5.904	1.871	0	3.774	5.645	11	0	-10	-4
29	Србијагаз, Нови Сад	69.367	496.466	1.012.708	1.578.541	79.089	534.176	1.185.793	1.799.058	14	8	17	14
30	Срем - Гас, Сремска Митровица	4.607	878	10.561	16.046	5.462	956	11.713	18.131	19	9	11	13
31	Стандард, Ада	641	42	888	1.571	726	0	1.075	1.801	13	0	21	15
32	Суботицагаз, Суботица	8.636	0	15.183	23.819	9.689	0	13.856	23.545	12	0	-9	-1
33	Топлана – Шабац, Шабац	2.805	0	773	3.578	3.083	0	661	3.744	10	0	-14	5
34	Ужице-гас, Ужице	620	4.686	1.686	6.992	987	5.960	695	7.642	59	0	-59	9
35	Врбас – Гас, Врбас	1.545	0	2.645	4.190	1.797	0	2.744	4.541	16	0	4	8
36	Yugorosgaz, Београд	644	26.369	20.547	47.560	800	27.514	22.048	50.362	24	4	7	6
37	CESTOR-VEKS, Крушевац	0	3.102	1.516	4.618	0	1.863	1.566	3.429	0	-40	3	-26
38	Elgras Energy Trading, Београд	0	1.706	32.733	34.439	0	0	30.220	30.220	0	-100	-8	-12
39	King Gas, Краљево	0	0	0	0	0	1.037	361	1.398	0	0	0	100
	Укупно:	210.445	550.826	1.239.536	2.000.807	240.318	578.257	1.427.756	2.246.331	14	5	15	12

4.5.2.1 Продаја природног гаса на регулисаном тржишту

Током 2017. године цене природног гаса за јавно снабдевање које су обрачунате за регулаторни период, односно услед промене набавне цене природног гаса су промењене код 4 јавна снабдевача. Савет Агенције је дао сагласност и на одлуке о цени природног гаса за јавно снабдевање за свих 33 јавних снабдевача које се примењују од 1. октобра 2017. и представљају резултат првог образовања цена у складу са Методологијом за одређивање цене природног гаса за јавно снабдевање. Прва примена Методологије је узроковала незнатну промену просечне одобрене цене код појединих јавних снабдевача. Просечна пондерисана одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији на дан 31.12.2017. износи 31,99 дин/м³ (за 0,5% више у односу на претходну годину), а за малу потрошњу која укључује и домаћинства 35,37 дин/м³ (за 1% више у односу на претходну годину).

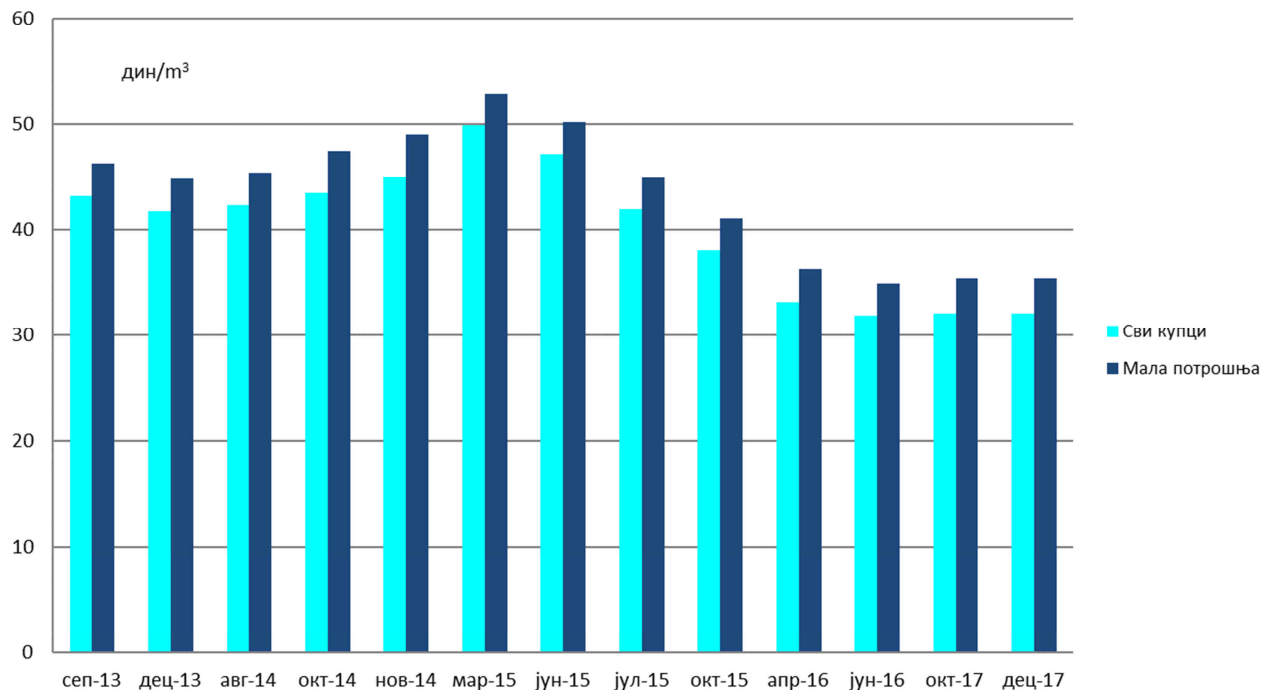
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁵

Ред. Број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2016.	31.12.2017.	31.12.2016.	31.12.2017.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	38,78	39,06	39,36	39,64
2	Беогаз, Београд	36,95	36,95	37,35	37,35
3	Београдске електране, Београд	33,48	33,48	34,16	34,16
4	Чока, Чока	36,33	36,33	38,85	38,88
5	Други октобар, Вршац	30,95	34,93	33,16	37,15
6	Елгас, Сента	35,76	35,76	35,90	35,90
7	Гас - Феромонт, Стара Пазова	33,56	33,56	34,38	34,42
8	Гас - Рума, Рума	33,31	37,82	35,51	38,66
9	Гас, Бечеј	41,30	41,74	41,52	42,01
10	Гас, Темерин	36,14	36,16	36,30	36,34
11	Градитељ, Србобран	35,06	35,06	36,67	36,67
12	Градска топлана, Зрењанин	37,34	37,33	37,65	37,65
13	Ингас, Инђија	33,39	33,39	34,90	35,00
14	Интерклима, Врњачка Бања	33,87	33,87	35,01	35,01
15	Комуналац, Нови Бечеј	35,58	35,58	36,36	36,37
16	Ковин - Гас, Ковин	32,91	32,91	36,02	36,06
17	Лозница - Гас, Лозница	30,81	39,82	32,43	39,82
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	34,04	34,04	35,03	35,03
19	Полет, Пландиште	36,06	36,06	38,30	38,35
20	Ресава Гас, Свилајнац	36,46	36,39	36,90	36,96
21	Родгас, Бачка Топола	37,48	37,43	38,32	38,25
22	Сигас, Пожега	44,89	44,89	45,13	45,13
23	Сомбор - Гас, Сомбор	36,80	36,76	37,22	37,19
24	Србијагас, Нови Сад	31,39	31,40	34,36	34,37
25	Срем - Гас, Ср. Митровица	29,02	32,41	30,89	34,21
26	Стандард, Ада	37,64	37,64	38,47	38,63
27	Суботицагас, Суботица	33,30	33,30	34,66	34,68
28	Топлана - Шабац, Шабац	33,88	33,88	33,96	33,96
29	Ужице-гас, Ужице	34,23	34,23	34,97	34,97
30	Врбас - Гас, Врбас	32,79	32,79	34,86	34,93
31	Yugorogaz, Београд	28,63	28,63	30,70	30,89
	ПРОСЕЧНО	31,84	31,99	35,02	35,37

Актуелне цене и хронолошки преглед промена цена природног гаса за јавно снабдевање могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

На слици 4-5 је приказана промена просечне одобрене цене природног гаса за све купце који су на јавном снабдевању и посебно за малу потрошњу која укључује и домаћинства.

¹⁵ BOSS Construction, Трстеник и Cyrus Energy, Београд током 2017. примењују цене природног гаса за јавно снабдевање у нивоу цена Србијагас, Нови Сад.



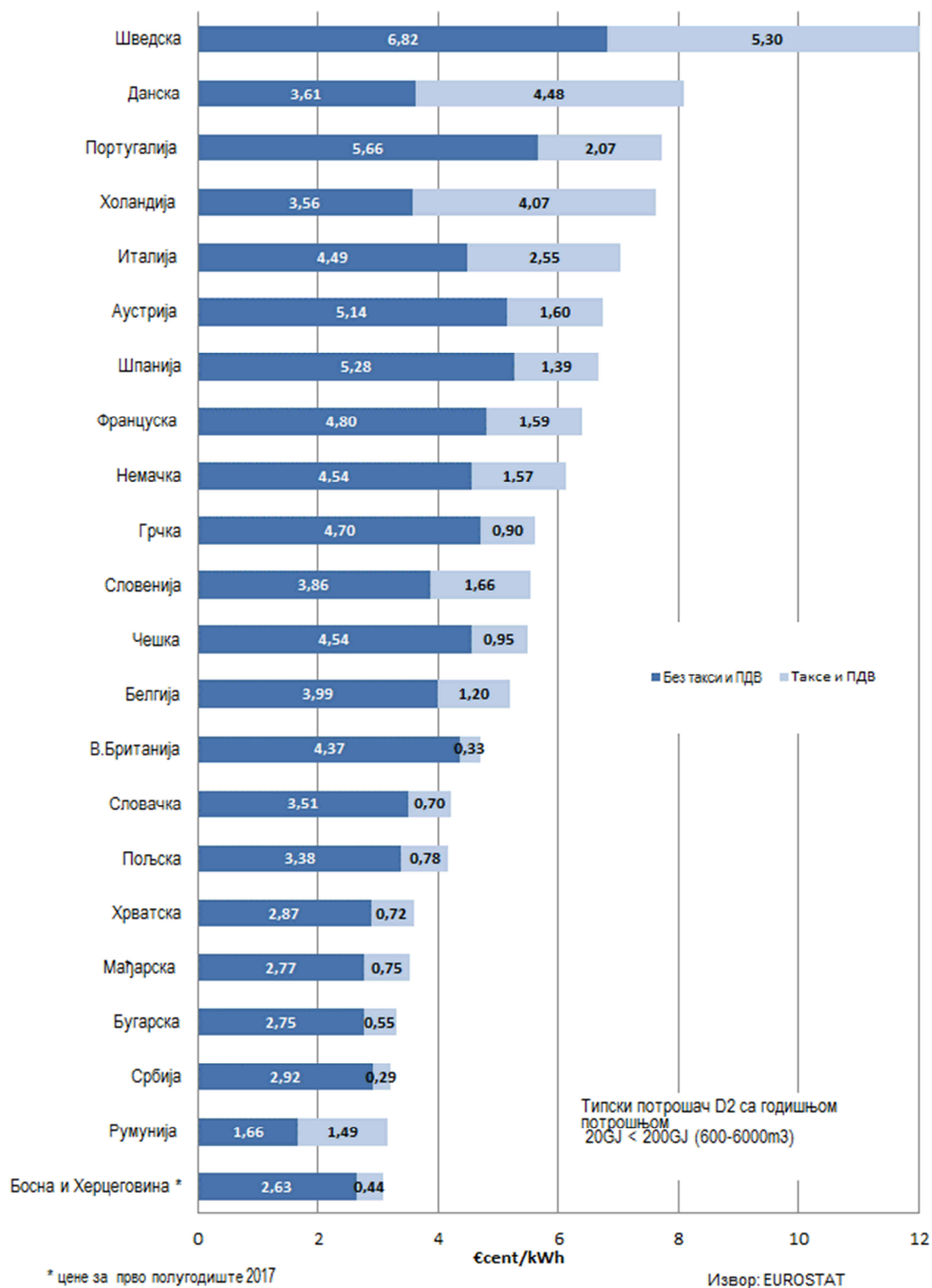
Слика 4-5: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање

У цени природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31.12.2017. године, трошкови набавке природног гаса учествују у укупној просечној одобреној цени јавних снабдевача са око 80%. На слици 4-6 је приказана структура просечне регулисане цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас од 31,40 дин/м³, која је примењивана 31.12.2017. године.



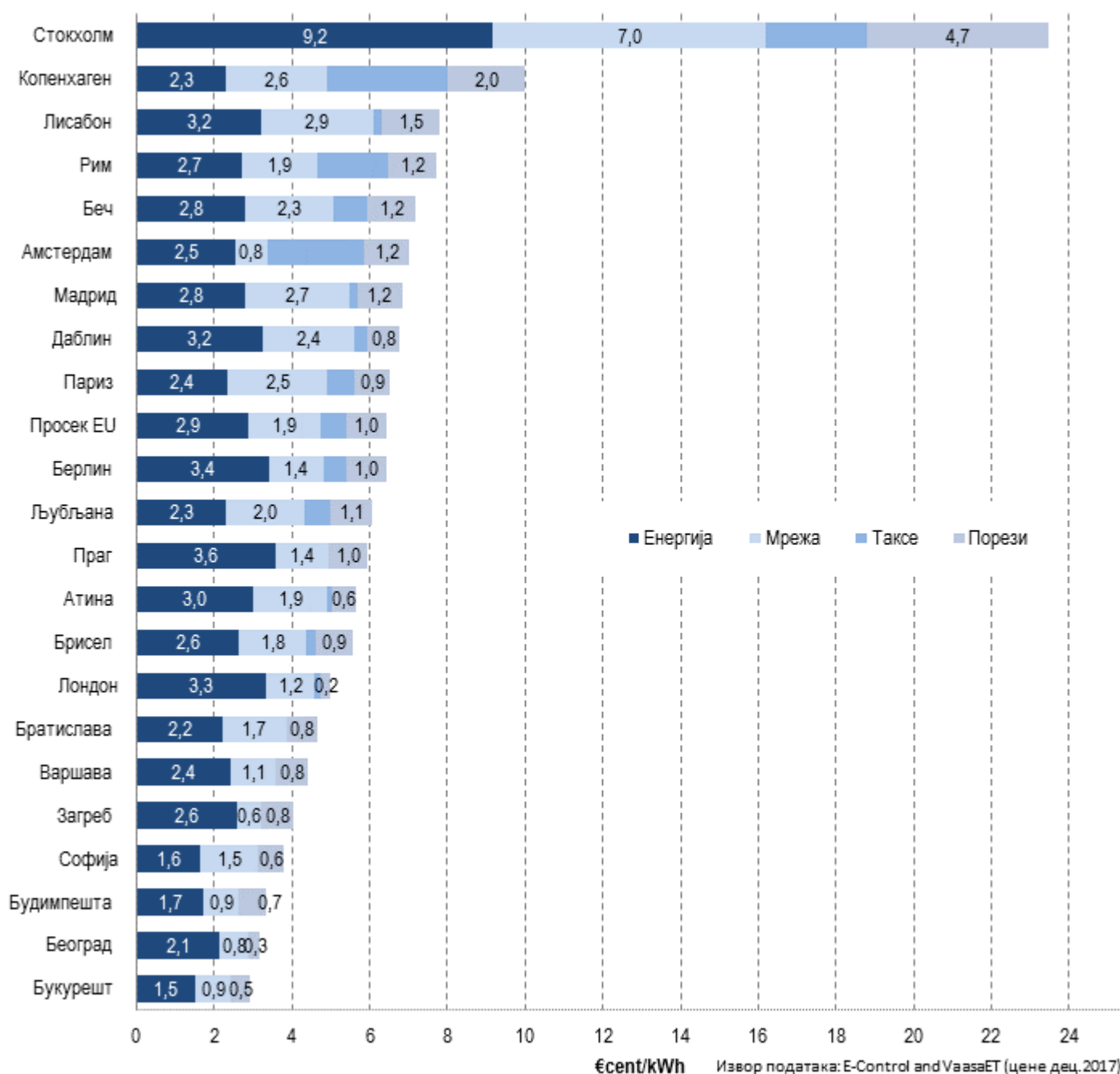
Слика 4-6: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2017.

На слици 4-7 је приказано поређење цена природног гаса у Србији и у другим земљама ЕУ и региона, за референтног купца из категорије домаћинство у првом полугодишту 2017.године.



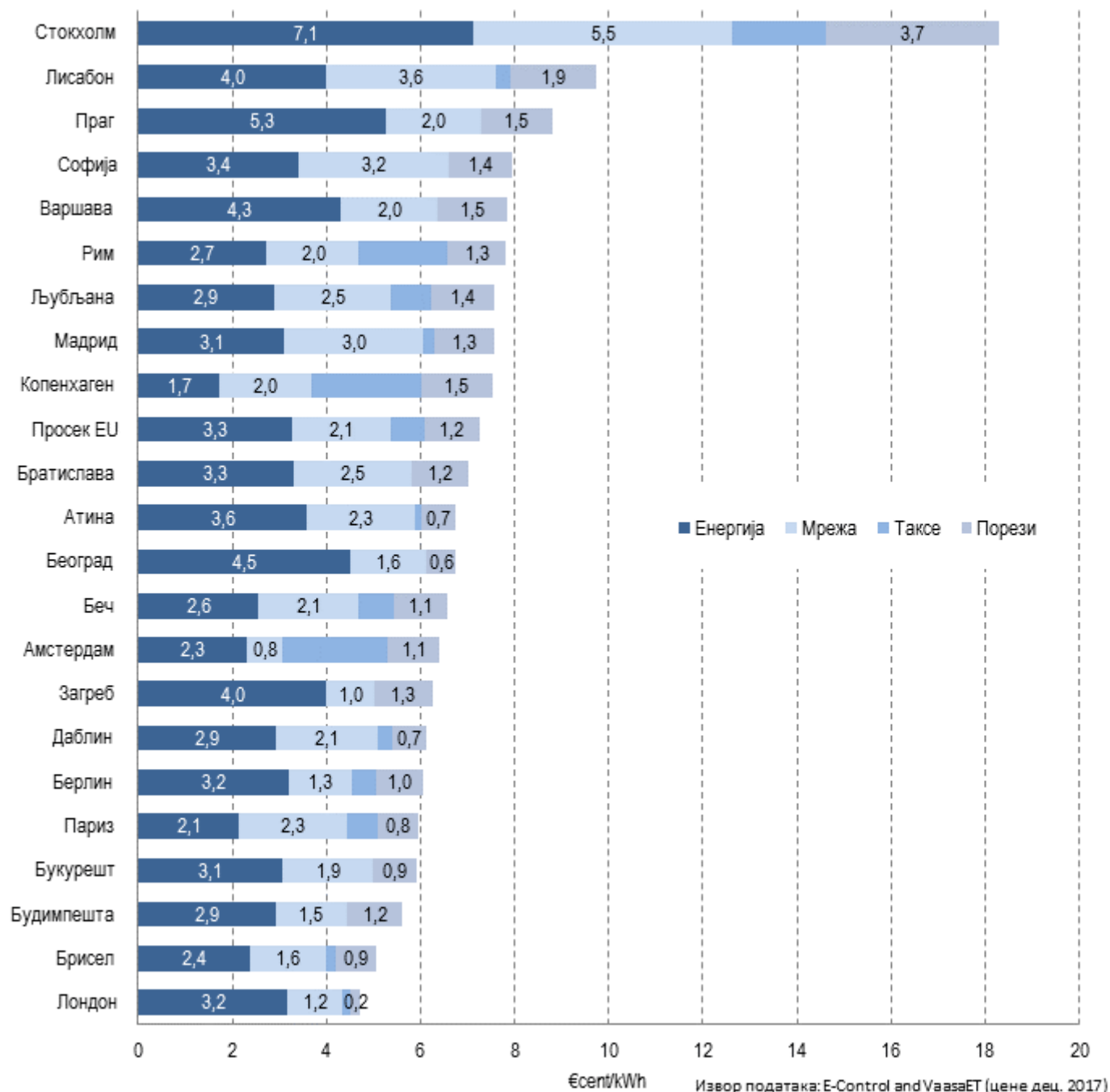
Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2017.

На слици 4-8 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017. године. На основу приложене структуре цене природног гаса, може се видети да је учешће мрежних цена (које су предмет регулације) у укупној цени природног гаса за домаћинства у Србији међу најнижим и крећу се око 24%, док европски просек износи око 29%, као и да је у Србији знатно ниже учешће трошкова пореза и такси.



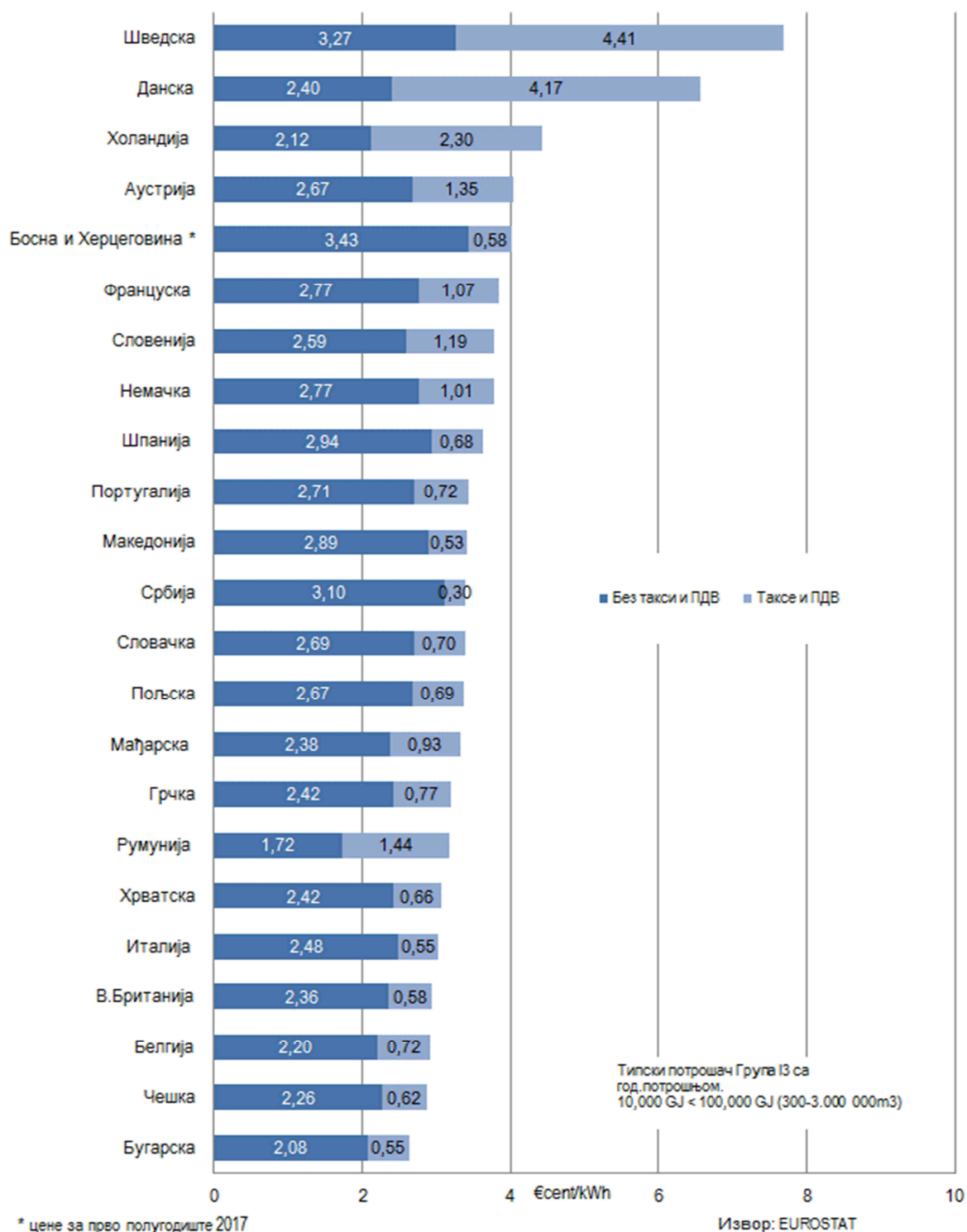
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2017.

На слици 4-9 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017. године сведене на паритет куповне моћи. На тај начин, код поређења цена узете су у обзир и разлике у зарадама и друштвеном стандарду и богатству које постоји између европских земаља. У овом случају, цене природног гаса за домаћинства у Београду су нешто ниже у односу на просечну цену у другим главним градовима у европским државама, што је превасходно последица различитог стандарда становништва по европским земљама.



Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2017. сведена на паритет куповне моћи

На слици 4-10 је приказано поређење цене природног гаса за референтног купца из категорије индустрија у Србији и другим земаља из ЕУ и региона, у првом полугодшту 2017. године. Разлике цена добрим делом произилазе из различите пореске политике, односно различитих такси и пореза који оптерећују индустријске потрошаче.



Слика 4-10: Цене природног гаса за индустрију – прво полугодште 2017.

4.5.2.2 Промена снабдевача

Правила о промени снабдевача су донета у јулу 2015. године. На основу искустава у примени, током 2016. године су припремљене измене и допуне ових правила која су усвојена почетком 2017. године. Овим правилима се уређују услови и поступак промене снабдевача који снабдева крајњег купца по уговору о потпуном снабдевању природним гасом. У циљу праћења спровођења овог поступка, Агенција је и за 2016. прикупила податке о променама снабдевача од ОТС и ОДС и анализирао тешкоће снабдевача и купаца у реализацији. Подаци о промени снабдевача на транспортном систему се односе на мерна места која се налазе на систему ЈП Србијасгас, јер на транспортном систему Угурсгас-Транспорт нема прикључених крајњих купаца.

На транспортном систему, од укупно 63 мерних места за крајње купце, током 2017. ни на једном мерном месту није промењен снабдевач.

Већина ОДС је пријавила да на њиховим системима није било промене снабдевача. На дистрибутивном нивоу, укупан број места испоруке за крајње купце на крају 2017. је био 270.626, а од тог броја, снабдевач је промењен на 85 мерних места, на којима је испоручено 21 милиона m^3 , што је 0,9% количина природног гаса од укупно 2.246 милиона m^3 укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Укупно, на транспорту и на дистрибуцији, током 2017. је на 85 од укупно 270.689 мерних места за крајње купце промењен снабдевач, а од укупно испоручених количина природног гаса за крајње купце, предмет промене снабдевача је било 0,9% гаса.

4.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Законом о енергетици је прописано да Агенција доноси Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом. Савет Агенције је донео ова правила у децембру 2013, а ступила су на снагу почетком 2014. године. Циљ је да се, пре свега, пропише начин и рокови за прикупљање података од енергетских субјеката који се баве делатностима транспорта, дистрибуције и снабдевања природним гасом, ради успостављања система регулације квалитета испоруке и снабдевања.

Као технички показатељи квалитета испоруке, дефинисани су поузданост рада система и квалитет природног гаса, а као комерцијални показатељи квалитета испоруке односно снабдевања, благовременост извршавања прописаних обавеза од утицаја на квалитет испоруке и снабдевања природним гасом.

Овим правилима је предвиђено да енергетски субјекти податке о показатељима квалитета испоруке и снабдевања природним гасом прикупљају систематично и на исти начин, о чему извештавају Агенцију једном годишње.

Прикупљање података које је почело у 2015. години, настављено је и током 2016. и 2017. да се спроводи на годишњем нивоу, са циљем да се омогући да Агенција на основу достављених података и извештаја прати квалитет испоруке и снабдевања и пореди резултате енергетских субјеката који обављају исту енергетску делатност. Као и у претходним годинама, ни у 2017. нису сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке.

4.6.1 Непрекидност испоруке

Непрекидност испоруке природног гаса се одређује на основу броја и трајања прекида у испоруци природног гаса и прати се и на транспортном и на дистрибутивном систему. Податке о непрекидности испоруке на дистрибутивном систему је доставио 31 ОДС. На основу достављених података су израчунати годишњи показатељи непрекидности испоруке.

4.6.1.1 Непрекидност испоруке са транспортних система

Подаци о непрекидности испоруке на транспортним системима који се прате су:

- број планираних и непланираних прекида;
- трајање прекида и
- време најаве прекида за планиране прекиде.

Оператори транспортних система природног гаса су током 2017. доставили податке о броју и трајању планираних и непланираних прекида, према узроцима који су довели до прекида, приказани су у табели 4-17.

Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима

ОТС	Узроци прекида					
	планирани прекиди		непланирани прекиди		виша сила	
	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	укупно трајање прекида (мин)	број прекида	трајање прекида
Србијасгас	15	10.980	2	720	0	0
Угурсгас-Транспорт	0	0	0	0	0	0

На транспортном систему ЈП Србијагас је било и непланираних и планираних прекида, који су укупно трајали 195 часова и сагласно правилима, као узрок су наведени непланирана замена цеви у случајевима регистрованог истицања или друге интервенције инициране од стране оператора система и прекиди узроковани административним разлозима. На транспортном систему Угоросгаз-Транспорт, није било догађаја који би довели до прекида у испоруци природног гаса.

4.6.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивних система

Оператори дистрибутивних система природног гаса су за 2017. доставили податке о броју и трајању прекида, према узроцима који су довели до прекида, према којима су и за планиране и за непланиране прекиде који су трајали дуже од 60 минута, израчунати показатељи непрекидности испоруке SAIFI¹⁶ и SAIDI¹⁷. Приказани су подаци сумарно за све дистрибутивне системе за које су добијени подаци и максимални и минимални SAIFI и SAIDI који су остварени у појединачном дистрибутивном систему. Сумарни подаци о непрекидности испоруке са дистрибутивних система односе се на 182.570 од укупно 270.626 места испоруке, односно на 67,5% места испоруке.

Табела 4-18: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде

Узрок прекида	Непланирани прекиди				
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)	Максимални остварени SAIFI	Максимални остварени SAIDI
Редукција са узводног система	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Истицање гаса	37	0,02	3,33	0,13	23,71
Трећа страна	259	0,03	3,80	0,04	16,44
Неодговарајући капацитет мреже	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Други разлози	3	0,01	3,79	0,30	168,14
Укупно	299	0,06	10,92	0,30	168,14

Резултати показују да није било непланираних прекида услед неодговарајућег капацитета мреже или због редукције на узводном систему, а да је као и претходне године највећи број непланираних прекида у 2017. био услед деловања треће стране.

Табела 4-19: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде

Узрок прекида	Планирани прекиди				
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)	Максимални остварени SAIFI	Максимални остварени SAIDI
Узрок на повезаном систему	4	0,039	12,93	1,62	873,20
Административни прекид	5	0,032	14,81	0,3	127,62
Операторов прекид	51	0,040	14,72	1,00	360,00
Некатегорисани прекид	44	0,004	2,02	0,03	16,55
Укупно	104	0,114	44,49	1,62	873,20

Када се посматрају показатељи непрекидности SAIFI и SAIDI за планиране прекиде, на основу расположивих података, у погледу дужине трајања прекида по кориснику највећи утицај на кориснике су имали прекиди узроковани активностима оператора дистрибутивног система и прекиди са узроком на повезаном систему.

Сумарни подаци о непрекидности испоруке са дистрибутивних система, на нивоу Србије, који уважавају и планиране и непланиране прекиде су дати у табели 4-20.

Табела 4-20: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима

Врста прекида	Сумарни показатељи непрекидности		
	Број прекида	SAIFI (број прекида/корисник)	SAIDI (мин/корисник)
Планирани прекиди	104	0,11	44,49
Непланирани прекиди	299	0,06	10,92
Укупно	403	0,17	55,41

¹⁶ SAIFI (број прекида/месту испоруке) представља просечну учестаност прекида у испоруци природног гаса по кориснику, а рачуна се као количник кумулативног броја прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника

¹⁷ SAIDI (минута/месту испоруке) представља просечно трајање прекида у испоруци природног гаса у минутима по кориснику, које се рачуна као количник кумулативног трајања свих прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника

4.6.2 Комерцијални квалитет

Правилима о праћењу квалитета су дефинисани и подаци које оператори система и снабдевачи морају да евидентирају како би се омогућило праћење комерцијалног квалитета.

Подаци који се прикупљају су груписани у четири области које описују комерцијални квалитет:

- 1) прикључење, обустава и искључење;
- 2) приступ систему;
- 3) мерење и обрачун и
- 4) корисничке услуге.

Током 2017. су прикупљани подаци о комерцијалном квалитету, на годишњем нивоу, и још увек нису достигли жељени ниво поузданости и тачности. Од 33 ОДС, податке је доставило 32 оператора, који испоручују природни гас на 67,5% места испоруке (182.570 од 270.626).

4.6.2.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци који се односе на решавање захтева за прикључење су у збирном приказу дати у табели 4-21.

Табела 4-21: Захтеви за прикључење

Захтеви за прикључење			
Број	поднетих захтева		2.807
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	2.780
		којима се одбија прикључење	13
		који су решени на други начин	16
		Укупно	2.970
	у року од 30 дана	2.967	
%	решених захтева у односу на број поднетих захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених		100
	решених захтева у року од 30 дана		99,1
			99,9
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима		7

Пошто се прикључак изгради и буду испуњени сви услови за прикључење, оператори имају рок од 15 дана да објекат прикључе на дистрибутивни систем. Подаци о прикључењу објеката су збирно дати у табели 4-22.

Табела 4-22: Прикључење објеката

Прикључење			
Број	прикључених објеката		3.076
	прикључених објеката у року од 15 дана		3.047
%	прикључених објеката у року од 15 дана		99,0
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова		7

4.6.2.2 Приступ систему

Како је од почетка 2015. године тржиште природног гаса отворено за све купце, могло се очекивати да ће снабдевачи купаца који су изашли на тржиште подносити захтеве за приступ системима на које су прикључени објекти тих купаца. Међутим, ОДС нису водили адекватну евиденцију о захтевима за приступ на начин да би се добили квалитетни и поуздани подаци о комерцијалном квалитету.

4.6.2.3 Мерење и обрачун

Основани приговори који су достављани на обрачун су, према узроцима били због: неисправног читавања 81%, неисправног мерења 14%, неисправног обрачуна (енергетски део) 1%, неисправног фактурисања 1% и остало 3%. Просечно време решавања приговора на обрачун је током 2017. било најкраће 1 дан, а најдуже 7 дана.

Укупан број поднетих захтева од стране корисника - крајњих купаца за ванредну контролу мерних уређаја је током 2017. износио 69 и све контроле су извршене. На тим контролама је уочено 36 неправилности (52% од извршених контрола) и све су отклоњене. Број извршених ванредних контрола мерних уређаја који је спроведен у прописаном року од 10 дана је 60 (87%).

4.6.2.4 Кориснички сервис

Иако су уложени напори да се организује прикупљање података и о овом аспекту комерцијалног квалитета, подаци о корисничким центрима још увек нису расположиви.

4.7 Сигурност снабдевања природним гасом

За обезбеђивање дугорочне сигурности снабдевања природним гасом, од велике је важности адекватно планирање развоја система. Транспортгас Србија д.о.о. и Yugorosgaz-транспорт д.о.о. су као оператори транспортног система дужни да сачине и доставе Агенцији на сагласност десетогодишње планове развоја транспортног система. Уместо Транспортгас Србија д.о.о. ЈП Србијас је у току 2017. године доставио Агенцији десетогодишњи план развоја транспортног система, који Агенција није разматрала јер је план требало да достави оператор система. Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је доставио десетогодишњи план развоја транспортног система у децембру 2016. године. Агенција је организовала јавне консултације и изнела предлоге за унапређење овог плана, после чега је план коригован тако да је у јуну 2017. године на план дата сагласност.

4.7.1 Прогноза потрошње природног гаса

Будућа потрошња природног гаса ће у великој мери зависити од његове цена. Уколико не дође до значајног пораста цене природног гаса, у наредним годинама би могло доћи до постепеног раста потрошње као што је био случај у 2017. години. Раст потрошње ће се омогућити и изградњом нових дистрибутивних мрежа у до сада негасификованим подручјима.

Значајнији раст потрошње би могао бити подстакнут изградњом капацитета за производњу електричне енергије на природни гас, пре свега когенеративних постројења.

4.7.2 Пројекти за повећање сигурности снабдевања

Сигурност снабдевања природним гасом је значајно повећана активирањем рада подземног складишта Банатски Двор, са максималним капацитетом истискивања од 5 милиона m^3 /дан.

У току су припреме за изградњу интерконектора са Бугарском, на бази Споразума о изградњи гасовода Ниш – Димитровград - Софија, који би значајно допринео повећању сигурности снабдевања. Споразум је потписан 2012. године, а Меморандум о разумевању између Владе Републике Србије и Владе Републике Бугарске је потписан у јануару 2017. године. Дужина овог гасовода би требало да буде око 150 km, а капацитет 1,8 милијарди m^3 годишње. Очекује се да гасовод буде у функцији у 2020. години.

Газпромекспорт је у току 2017. године исказао заинтересованост за транспортом природног гаса од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе. Изградња гасовода великог капацитета са излазним тачкама према Републици Србији би омогућила и задовољење стандарда сигурности снабдевања природним гасом.

Такође, за повећање сигурности снабдевања може бити значајно повезивање са гасоводним системима других околних земаља, пре свега оним земљама које имају развијенију гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса, као што су Румунија и Хрватска.

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС

5.1 Структура сектора и капацитети

Усвајањем Закона о енергетици 2014. године, у складу са циљевима енергетске политике, подстакнут је развој конкуренције у сектору нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса у Републици Србији, како би се повећала ефикасност овог сектора кроз дејство тржишних механизма. У складу са овим Законом, лиценциране енергетске делатности из сектора нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса су:

- производња деривата нафте;
- транспорт нафте нафтоводима;
- транспорт деривата нафте продуктоводима;
- трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом;
- трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила;
- складиштење нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса;
- производња биогорива;
- производња биотечности;
- трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава;
- пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас;
- трговина горивима за пловила и
- намешавање биогорива са горивима нафтног порекла.

5.1.1 Организациона и власничка структура нафтног сектора

Доминантни учесник на српском тржишту нафте и нафтних деривата је компанија Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС) који се бави истраживањем, производњом, прерадом и продајом нафте, нафтних деривата и природног гаса. Вертикално интегрисана компанија НИС је од 2010. године на берзи, а њени власници су: руска компанија „Гаспром њефт“ са учешћем нешто већим од 56%, Република Србија са нешто мањим од 30%, док је око 14% у власништву великог броја малих акционара. НИС обавља рафинеријску прераду сирове нафте, поседује највећу малопродајну мрежу и највеће складишне капацитете за све врсте моторних горива и сирове нафте. У сектору малопродаје моторних и других горива, значајнији удео имају и Лукоил, ОМВ, МОЛ Србија, ЕКО-Србија, Кнез Петрол, Петрол, а затим и мањи независни малопродајни системи Еуропетрол, пословни систем Михајловић, Арт Петрол, AVIA и други.

Транспорт нафте нафтоводима обавља ЈП Транснафта, које је у 2016. добило лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период.

У Републици Србији нема изграђене инфраструктуре за јавни транспорт деривата нафте продуктоводима, ван компанија које овај вид транспорта користе за своје потребе.

5.2 Капацитети за производњу и транспорт

5.2.1 Производња нафте, деривата нафте и биогорива

Делатност производње деривата нафте, поред процеса добијања деривата нафте рафинеријском прерадом сирове нафте, дегазолинажом или сепарацијом лаких утечњених угљоводоника, обухвата и све оне технолошке процесе који резултирају стандардизованим производима прописаног квалитета.

За производњу деривата нафте у Србији су до краја 2017. лиценцирана шест енергетских субјеката: НИС, који је у 2016. добио лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период, Стандард гас доо Нови Сад, Хипол а.д. из Оџака, Петрол ЛПГ доо из Београда, ВМЛ доо из Јакова и Energreen MTV доо из Новог Сада.

Такође, Законом је, као посебна делатност, дефинисана производња биотечности, тако да лиценцирана делатност производње биогорива сада обухвата процесе добијања стандардизованих моторних горива намењених за погон превозних средстава, а лиценцирана делатност производње биотечности, процесе добијања стандардизованих енергетских горива биопорекла намењених за грејање и хлађење.

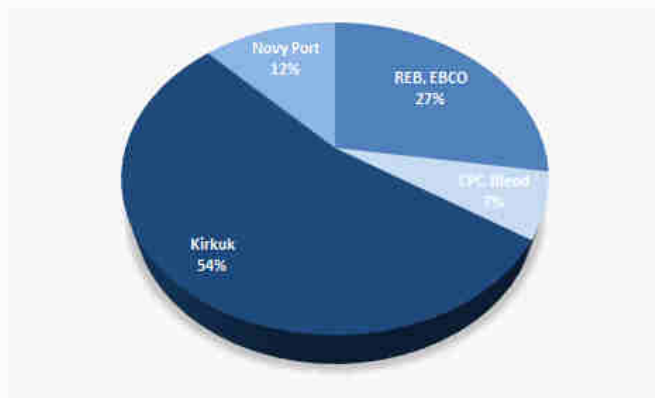
Право да намешавају биогорива са горивима нафтног порекла имају енергетски субјекти који располажу специфичним енергетским објектима за хомогенизацију ових флуида и који су прибавили лиценцу за обављање ове енергетске делатности. На идентичан начин, уведена је и делатност пуњења посуда течним нафтним гасовима који се користе за енергетске намене, као што су пропан и пропан-бутан смеша, као и пуњење посуда компримованим, односно утечњеним природним гасом.

За обављање делатности производње биогорива и производње биотечности, лиценциран је само енергетски субјекат Биогор Оил доо из Сукова. Исто привредно друштво је, уз НИС, једино лиценцирано и за енергетску делатност намешавања биогорива са горивима нафтног порекла. До краја 2017. лиценцирано је седам енергетских субјеката за обављање делатности пуњења посуда течним нафтним гасовима који се користе за

енергетске намене - Петрол ЛПГ доо из Београда, Панон Холдинг доо из Аде, Спонит доо из Чачка, НИС ад из Новог Сада, Еурогас доо из Суботице, Експрес гас из Руме и RS Agrar Group 2013 доо из Новог Београда.

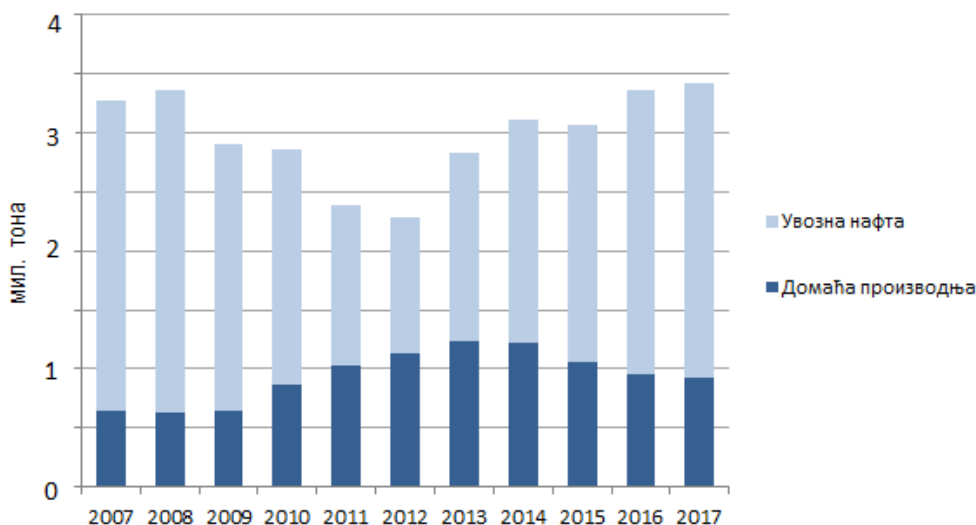
Према Закону о енергетици, деривати нафте и биогорива која се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету течних нафтних горива и биогорива, као и техничким и другим прописима који се односе на промет деривата нафте и биогорива.

Производњу, увоз и рафинеријску прераду сирове нафте у Србији обавља искључиво НИС. Укупна потрошња сирове нафте и полупроизвода из домаће производње, увоза и залиха у 2017. години, у Србији је била око 3,603 милиона тона. Производњом сирове нафте бави се компанија НИС (блок Истраживање и производња) и то на 63 нафтна поља са 666 бушотина у експлоатацији у Србији. У Србији је у 2017. години произведено око 0,921 милиона тона сирове нафте (27% од укупне потрошње), а око 2,5 милиона тона (73%) је обезбеђено из увоза, претежно из Ирака (нафта типа Киркук), Русије (нафта типа REB, EBCO, Novy Port и CPC Meed) и Казахстана (нафта типа CPC).



Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2017.

Прерада сирове нафте обавља се у рафинерији нафте у Панчеву.



Слика 5-2: Рафинеријска прерада сирове нафте у Србији у периоду 2007-2017.

Рафинеријска прерада сирове нафте у 2017. је, након завршеног првог циклуса модернизације Рафинерије Панчево у 2013. години (постројења за лаки хидрокрекинг и хидрообраду и обезбеђивања производње моторних горива искључиво „Еуро 5“ квалитета), повећана за око 1,6% у односу на претходну годину и тако постигла десетогодишњи максимум. Рафинерија Панчево је 2017. добила IPCC дозволу, односно дозволу за интегрисано спречавање и контролу загађења животне средине чиме је потврђено да је производни процес у овој рафинерији у потпуности усклађен са домаћим и европским стандардима у области заштите животне средине.

Домаћа производња сирове нафте је максимални ниво достигла у 2013. години. У односу на ову годину, производња сирове нафте је у 2017. била мања за око 25,4% (4,2% мања у односу на 2016). Увоз сирове нафте и полупроизвода забележио је раст од око 4% у односу на 2016. Удео домаће сирове нафте у укупној рафинеријској преради је 2008. био 18,6%, у 2012. око 49,5%, док је у 2017. био 27%, што је за око 1,5 процената мање него претходне године.

У Србији се производња деривата нафте, тачније течних нафтних гасова, осим у рафинерији у Панчеву, обавља и у погону НИС за стабилизацију, односно припрему природног гаса за транспорт у Елемиру (пропан, као и гасни кондензат), у погонима у Оџацима на којима производњу обављају Стандард гас и Energreen MTV (пропан и бутан, као и пентан-хексан фракција, односно солвент), где се као сировина за производњу користи увозни гасни кондензат, односно широка фракција лаких угљоводоника и у погонима Хипол а.д. који пропан добија као нуспроизвод у процесу пречишћавања рафинеријског, односно петрохемијског пропилена до пропилен полимерној чистоће. Производњу пропан-бутан смеше и аутогаса, засновану на намешавању компонената, компанија Петрол ЛПГ обавља у погону у Смедереву, а компанија ВМЛ у погону у Јакову.

Деривати нафте, као крајњи производи, осим из рафинеријске прераде, обезбеђују се и из увоза и из залиха. У 2017. години, увезено је око 1 милиона тона деривата, слично као и у 2016. години. Претежно су увозени евро дизел (ЕН 590) и ТНГ, као и мање количине безоловног моторног бензина (ЕН 228). У 2017. извезено је 0,643 милиона тона деривата, што је око 12% мање у односу на претходну годину.

Укупна потрошња моторних горива у 2017. била је око 2,30 милиона тона, што је готово исти ниво као и у претходној 2016. години (+0,2%). У структури потрошње моторних горива, бензини учествују са 18,5%, гасна уља са 72,9%, а ТНГ-аутогас са 8,6%. Потрошња гасних уља - евро дизела и гасног уља 0.1 у односу на претходну годину је увећана за 2,1%, а потрошња екстра лаког (ЕЛ) евро гасног уља је остала на истом нивоу. Потрошња аутогаса је смањена за око 9,1%. О потрошњи компримованог природног гаса за погон превозних средстава не постоје прецизни подаци.

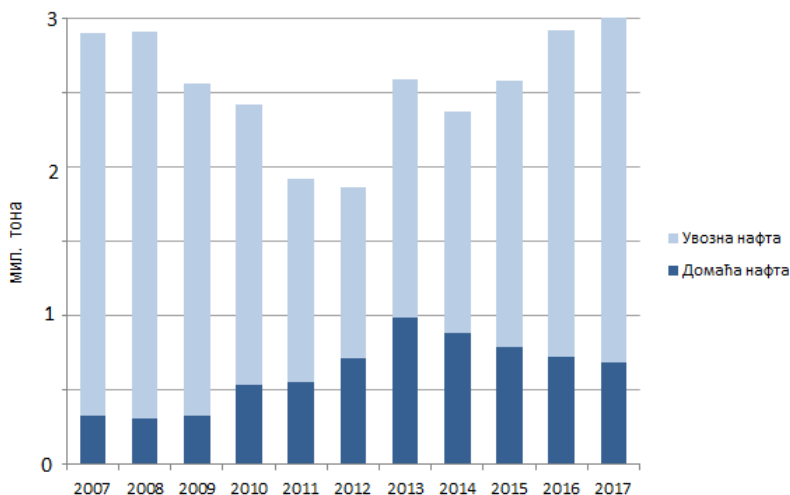
Захтеви по питању квалитета деривата нафте који се налазе у промету, као и начин оцењивања усаглашености квалитета деривата са прописаним, дефинисани су Правилником о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла, односно Правилником о техничким и другим захтевима за течни нафтни гас ("Службени гласник РС", број 111/15). Овим правилницима је утврђен и начин обележавања инсталација које се користе за промет нафтних деривата.

Уредбом о обележавању (маркирању) деривата нафте ("Службени гласник РС", број 51/15) ближе су утврђени услови, начин и поступак обележавања деривата нафте који се стављају на тржиште.

5.2.2 Транспорт нафте и деривата нафте

Транспорт нафте се обавља већим делом нафтоводом који почиње у јадранској луци Омишаљ, преко Сотина у Републици Хрватској, у Србију улази у Бачком Новом Селу на реци Дунав и даље се протеже преко Новог Сада, до рафинерије у Панчеву. Нафтовод од Омишља до Панчева је као јединствена функционална целина, пуштен у рад 1979. године. Делом нафтовода у Републици Хрватској, данас управља привредно друштво Јанаф, а делом нафтовода у Републици Србији, управља ЈП Транснафта. Осим деоница Сотин-Нови Сад, дужине 63km и деонице Нови Сад - Панчево, дужине 91km, саставни део овог система је и терминал у Новом Саду, опремљен пумпном и мерном станицом, на којој се налазе и два резервоара од по 10.000 m³ који се оперативно користе за транспорт сирове нафте, као и два резервоара од по 10.000 m³ који се користе за делатност складиштења сирове нафте.

У периоду од 2005, када је основана ЈП Транснафта, до краја 2017, укупно је транспортовано око 33 милиона тона нафте. Транспорт нафте из увоза је био мањи у периоду модернизације рафинерије, у 2011. и 2012. години. У 2017. години, транспортовано је око 0,685 милиона тона домаће и 246 милиона тона увозне нафте, што представља пад у транспорту домаће нафте од око 4,9% и раст транспорта нафте из увоза од око 11,5% у односу на претходну годину. Транспорт нафте нафтоводима је регулисана енергетска делатност за коју је лиценцирана ЈП Транснафта. Мањи део транспорта увозне сирове нафте се обавља баржама реком Дунав, а домаће сирове нафте и ауто цистернама од домаћих поља до рафинерија нафте (ови типови транспорта нису лиценциране енергетске делатности).



Слика 5-3: Транспортоване количине сирове нафте нафтоводом ЈП Транснафта у периоду 2007 – 2017.

Посматрајући временски период од када постоји регулација ове делатности (слика 5-3), у 2017. је транспортовано око 7,5% сирове нафте више него у претходној години чиме је остварен десетогодишњи максимум у транспортованим количинама, што је првенствено последица наставка шестогодишњег тренда sukcesивног повећања увоза сирове нафте.

5.3 Регулација енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

5.3.1 Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата

Транспорт нафте нафтоводима и планирани транспорт деривата нафте продуктоводима, као регулисане делатности од општег интереса, обавља ЈП Транснафта по регулисаним ценама и под прописаним и јавно објављеним условима на принципу недискриминације, одвојено од осталих енергетских и неенергетских делатности.

Не постоји обавеза правног раздвајања у случају цевоводног транспорта нафте. У случају ЈП Транснафте извршено је рачуноводствено раздвајање транспорта сирове нафте и других делатности за које овај енергетски субјект има лиценцу (трговина нафтом и дериватима нафте, компримованим природним гасом и биогоривима, односно складиштење нафте, деривата нафте и биогорива).

5.3.2 Приступ систему за транспорт нафте и нафтних деривата

Приступ систему за транспорт нафте нафтоводом, прописан је Законом. У домену права и обавеза оператора транспортног система и корисника система ближе је уређен Правилима о раду транспортног система. Истим правилима прописане су и физичко-хемијске карактеристике сирове нафте која може да се транспортује цевоводним системом, технички услови за безбедно функционисање система; правила за поступке у случају хаварије; начин мерења, функционални захтеви и класе тачности мерила. ЈП Транснафта је 2010. године, уз сагласност Агенције, донела Правила о раду транспортног система. Ова Правила се примењују и након ступања на снагу новог Закона, без потребе за значајним изменама и допунама. У ЈП Транснафта је 2017. формирана комисија за праћење примене правила за транспорт нафте нафтоводима која ће размотрити предлог измене Правила који је у припреми, али није финализован. Како још увек нема продуктовода у јавној употреби, нема услова да буду донета одговарајућа правила.

Енергетски субјекти који обављају делатност транспорта нафте нафтоводом или делатност транспорта деривата нафте продуктоводом, према Закону о енергетици, дужни су да у плану развоја, који се доноси за период од пет година, утврде динамику изградње нових и реконструкције постојећих транспортних капацитета, изворе средстава и друге услове за развој транспортног система, као и програме и мере за смањење губитака у транспортном систему и одговорни су за остваривање плана развоја. Агенција даје сагласност на план развоја система за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. У 2017. ЈП Транснафта није доставила Агенцији план развоја на сагласност.

У претходном петогодишњем плану развоја, када није постојала законска обавеза да Агенција даје сагласност, ЈП Транснафта је најавила фазну изградњу продуктовода, који би у крајњој фази омогућили транспорт деривата нафте од Сомбора, преко Новог Сада, Панчева, Смедерева и Јагодине до Ниша, укључујући и независну деоницу према Београду. Овом изградњом би се остварило цевоводно повезивање српских рафинерија са складишним инсталацијама, чиме би се омогућило безбедније, сигурније и еколошки прихватљивије снабдевање тржишта моторним горивима. Активности на припреми техничке документације за деоницу продуктовода Панчево-Смедерево које су спровођене током 2015. године, биле су у завршној фази крајем 2016. године и започет је поступак добијања грађевинске дозволе.

Међународни пројекат нафтовод Констанца – Трст (PEOP) је у фази мировања.

5.3.3 Цена приступа транспортном систему

Цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима ЈП Транснафта није се мењала у 2017. години.

Табела 5-1: Цена приступа систему

Транснафта	Деоница нафтовода	31.12.2016.	31.12.2017.
Тарифа „енергент“ (динара/t/100 km)	Сотин – Нови Сад	224,39	224,39
	Нови Сад – Панчево	156,46	156,46

Актуелне цене и хронолошки редослед цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима могу се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

5.4 Тржиште нафте и деривата нафте

Трговачке енергетске делатности у сектору деривата нафте и биогорива су првенствено уређене прописима из области трговине и из области енергетике. Тако је, поред традиционалне трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, Законом о енергетици као трговина на мало енергетским горивима, односно горивима која се не користе за погон превозних средстава, осим за погон спортских авиона, предвиђена и лиценцирана делатност трговине горивима ван станица за снабдевање превозних средстава. На овај начин је уређено снабдевање спортских авиона авионским бензинима и директно снабдевање крајњих корисника енергентима за грејање и хлађење, као што су уља за ложење, биоуље за ложење, пропан, пропан-бутан смеша и друга. Истим прописима је уређена и делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, као традиционална велетрговачка делатност код које су за трговину појединим врстама енергената, осим општих квалитативних, прописани и посебни квантификативни услови, односно неопходни капацитети складишта чијим коришћењем се обавља ова врста трговине. Енергетски субјекти који имају ову лиценцу, имају право да обављају унутрашњу и спољну трговину енергентима за које су испунили прописане минимално техничке услове. Као специфична врста трговине на велико, за коју су, осим прописима из области трговине, додатно дефинисани посебни услови и прописима из области заштите од пожара, издвојена је делатност трговине горивима за пловила. Статус енергетског субјекта за обављање ове делатности могу да стекну искључиво привредна друштва која претходно имају остварен статус оператора лучких делатности на основу прописа којима се уређује лучко пословање и пловидба на унутрашњим водама. На овај начин је омогућено снабдевање великих бродова унутрашње пловидбе и техничких пловних објеката у лукама на речним водотоковима Републике Србије.

У прописима из области трговине, делатност складиштења нафте, деривата нафте и биогорива, више није препозната као услуга у трговини, али је и даље лиценцирана енергетска делатност. Енергетски субјекти који имају лиценцу за ову делатност имају право да, коришћењем резервоара одговарајуће намене, пружају услугу складиштења енергената који припадају трговцима, крајњим купцима или Управи за резерве енергената, одређеној за формирање обавезних резерви нафте и деривата нафте.

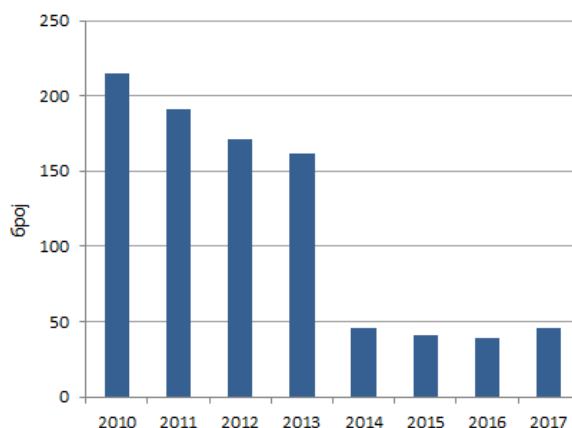
Увоз деривата нафте је слободан, а величина, као и неопходна структура складишних капацитета за сваку од врста деривата нафте и биогорива које трговци на велико увозе или прометују на српском тржишту, уређени су прописима који проистичу из закона којим се уређује трговина (Правилник о минималним техничким условима за обављање трговине дериватима нафте и биогоривом ("Службени гласник РС", број 68/13 и 81/15)). Истим прописима се утврђују и минимално технички услови за трговину моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила, трговину горивима за пловила и трговину горивима ван станица за снабдевање возила. У Србији је спроведена пуна либерализација ових енергетских делатности.

На развој тржишта нафте и деривата нафте је велики утицај имао Закон о робним резервама ("Службени гласник РС", број 104/13 и 145/14) којим су у домаће законодавство имплементирани директиве 2006/67/ЕС и 2009/119/ЕС, везане за обезбеђивање минималних обавезних резерви нафте и деривата нафте.

Директива 2009/28/ЕС, која се односи на обавезан садржај биогорива у моторним горивима, у циљу смањења емисије гасова са ефектом стаклене баште, још увек није имплементирана у домаће законодавство. Акционим планом за изградњу нових капацитета на бази обновљивих извора енергије, преузета је обавеза да се до 2020. године достигне 10% учешћа биогорива у моторним горивима, али је удео биогорива на тржишту деривата нафте у 2017. још увек био занемарљив.

5.4.1 Велепродајно тржиште

Закључно са 2017. годином, лиценцу за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, има 46 енергетских субјеката, што је за седам лиценци више него годину дана раније, чиме је прекинут тренд смањења броја лиценцираних енергетских субјеката из претходних седам година, како је то приказано на Слици 5-4. Доминантан разлог смањења броја лиценцираних енергетских субјеката за обављање ове делатности у периоду од 2010. до 2014. године, било је поштравање прописа у области трговине, којима се утврђују минимални технички услови за обављање ове делатности, прво 2011, а затим и 2013. године, као и пуна примена ових прописа у 2014. години, када су лиценце за ову делатност најчешће одузимане на основу предлога тржишне инспекције. У другој фази, која обухвата 2015. и 2016. годину, настављен је благи годишњи тренд опадања броја лиценцираних енергетских субјеката за трговину, док је у 2017. овај број благо порастао, што је резултат очекиване флукуације броја енергетских субјеката који су присутни на тржишту нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог природног гаса под задатим условима.



Слика 5-4: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, КПГ и биогоривима

За енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива број лиценцираних енергетских субјеката је порастао за два, а од 22 ималаца ове лиценце највеће складишне капацитете имају компанија НИС, а затим ЈП Транснафта, Митан оил и Naftachem.

5.4.2 Малопродајно тржиште

Законом из 2014. је промењен назив делатности трговине на мало моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава, где се под моторним горивима, осим деривата нафте, подразумевају и биогорива, гасна уља и компримовани природни гас, а појам превозна средства, осим класичних друмских возила, обухвата и мала пловила. Продаја уља за ложење на станицама за снабдевање превозних средстава је забрањена од почетка 2015. године. У 2017. ступио је на снагу и Правилник о техничким нормативима за безбедност од пожара и експлозија станица за снабдевање горивом превозних средстава у друмском саобраћају, мањих пловила, мањих привредних и спортских ваздухоплова ("Службени гласник РС", број 54/2017), којим су предефинисани технички нормативи за безбедно постављање, као и безбедност од пожара и експлозија за изградњу нових објеката и доградњу, адаптацију, реконструкцију и санацију постојећих објеката станица за снабдевање горивом превозних средстава у друмском саобраћају, мањих пловила, мањих привредних и спортских ваздухоплова, као и поступање и технички нормативи за уређаје, инсталацију и опрему, ради безбедног ускладиштавања и претакања горива на тим станицама.

До краја 2011, у Србији је било лиценцирано 370 енергетских субјеката за обављање ове делатности, на крају 2016. године 470, док је на крају 2017. укупно 426 енергетских субјеката имало такву лиценцу. Пораст броја лиценцираних субјеката за обављање ове делатности у периоду 2011-2016. је у мањој мери последица изградње нових станица за снабдевање превозних средстава, као и местимичне промене статуса интерних у јавне станице, а у већој мери наставка вишегодишњег тренда давања у закуп великог броја станица из система НИС и Лукоил новим закупцима, чиме се број учесника на тржишту повећао уз практично исти, односно благо увећан број станица за снабдевање возила, као и због појачане активности сектора контроле министарства надлежног за послове трговине. Резултат појачаног инспекторског надзора је да је већина учесника на овом тржишту, па и од оних који су до тада нелегално обављали делатност, поднела захтев за лиценцу. С друге стране, током 2017. број енергетских субјеката који обављају ову делатност је смањен за скоро 10%, што је пре свега последица укидања лиценци привредним друштвима која су ову делатност обављала на једној или малом броју станица за снабдевање превозних средстава. На овим станицама су, након промена правног основа коришћења, делатност углавном наставили да обављају енергетски субјекти који делатност обављају на већем броју станица, тако да је оптимизација трошкова пословања узрок последњег циклуса укрупњавања тржишта.

Раст броја трговаца компримованим природним гасом (КПГ), као и броја станица за снабдевање друмских возила овим енергентом, индикатор је експанзије употребе овог енергента као супституције за друге врсте моторних горива. До краја 2017. године издато је 8 лиценци за трговину на мало за 10 станица за снабдевање компримованим природним гасом и 11 лиценци за обављање делатности трговине на велико искључиво компримованим природним гасом, Тржиште овим енергентом одликује недостатак прописа, немогућност праћења потрошње КПГ као моторног горива (део КПГ се користи у индустријске сврхе) и чињенице да ова врста моторног горива за сада није додатно оптерећена акцизама и порезима, за разлику од конкурентних горива.

За трговину горивима ван станица за снабдевање превозних средстава, лиценцу имају четири енергетска субјекта, који се углавном баве трговином гасовитим енергетским горивима, али и трговином гасним уљем екстра лаким ЕЛ типа евро.

Трговином моторним горивима за погон спортских авиона се још не бави ни један енергетски субјекат.

6. ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА

6.1 Делатност од општег интереса

Правни оквир за обављање делатности од општег интереса, односно пружање јавне услуге у енергетском сектору Србије, одређен је у два закона: Закону о енергетици и Закону о јавним предузећима.

Закон о јавним предузећима („Службени гласник РС,“ број 15/2016) уређује обављање делатности од општег интереса у више привредних области, од којих је једна и енергетика, док је утврђивање делатности од општег интереса у области енергетике, као и обавезе регулисаног снабдевања електричном енергијом (гарантовано снабдевање) и природним гасом (јавно снабдевање) уређено Законом о енергетици. Делатност производње електричне енергије није делатност од општег интереса. Такође, гарантовано снабдевање електричном енергијом није посебна делатност, већ само јавна услуга коју пружа снабдевач кога одреди Влада Републике Србије, у складу са Законом о енергетици. Закон о јавним предузећима дефинише да делатност од општег интереса обављају јавна предузећа, а могу их обављати и друштва капитала чији је једини власник јавно предузеће, Република Србија, аутономна покрајина или јединица локалне самоуправе, као и зависно друштво чији је једини власник то друштво капитала. Такође, ову делатност могу обављати и друга друштва капитала и предузетник, којима је надлежни орган поверио обављање те делатности у складу са Законом о јавним предузећима.

Главни циљ оснивања и пословања јавних предузећа је да се обезбеди трајно обављање, као и развој и унапређивање обављања делатности од општег интереса и редовно задовољавање потреба купаца производа и услуга, обезбеђивање техничко-технолошког и економског јединства система и усклађеност његовог развоја, стицање добити, као и остваривање другог законом утврђеног интереса.

Законом о енергетици из 2014. године, у енергетском сектору је дефинисано 29 енергетских делатности, од којих је 8 делатности од општег интереса. У области електричне енергије то су: пренос електричне енергије и управљање преносним системом и дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом. У области природног гаса: транспорт и управљање транспортним системом за природни гас, складиштење и управљање складиштем природног гаса, дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас и јавно снабдевање природним гасом. У области нафте, то су: транспорт нафте нафтеводима и транспорт деривата нафте продуктоводима.

6.2 Заштита купаца

Заштита купаца електричне енергије и природног гаса који користе услуге од општег економског интереса, обезбеђена је, у ширем смислу, Законом о заштити потрошача („Службени гласник РС“, бр. 62/14 и 6/16) који обезбеђује заштиту купцима који су физичка лица. У ужем смислу, заштита свих купаца обезбеђује се и Законом о енергетици и подзаконским актима донетим на основу овог закона, којима су ближе уређени: општи услови испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, регулација цена услуга преноса и дистрибуције електричне енергије, односно транспорта и дистрибуције природног гаса и цена регулисаног снабдевања домаћинстава и малих купаца, као и пружање управно правне заштите купцима у управним стварима прикључења објеката на систем и управним стварима одобравања приступа систему.

Праћење примене аката које доноси Агенција

Сагласно надлежностима утврђеним Законом о енергетици, Агенција је током 2017. године ценила правилност примене методологија које доноси и правилност образовања регулисаних цена приступа систему и регулисаних цена електричне енергије и природног гаса, што је услов за давање сагласности Агенције на акт о ценама приступа систему и акте о ценама гарантованог и јавног снабдевања. Приликом давања сагласности, Агенција је обезбеђивала да се цене које енергетски субјекти образују у складу са Законом о енергетици примене у року који је прописан законом који уређује заштиту потрошача и Законом о енергетици. Осим примене општих механизма заштите крајњих купаца, Агенција је анализирала правилност примене прописаних тарифа и у појединачним случајевима, поступајући по притужбама купаца и корисника система који су, у поднесцима упућеним Агенцији, оспоравали правилност исказивања прописаних тарифа или њихов износ приказан на рачунима снабдевача и оператора система, као и правилност разврставања купаца у групе и категорије купаца прописане методологијама које Агенција доноси и др.

6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце

Као једна од мера заштите домаћинстава и малих купаца, Законом о енергетици је обезбеђен снабдевач коме овакав крајњи купац увек може да се врати (универзални сервис) и да цена тог снабдевања буде регулисана. Тржиште електричне енергије и природног гаса је у Републици Србији отворано фазно, а право на регулисано гарантовано/јавно снабдевање, од 01.01.2015. године, имају само домаћинства и мали купци електричне енергије и природног гаса. Гарантованог/јавног снабдевача одређује Влада РС на начин, у поступку и роковима утврђеним Законом.

Гарантовани снабдевач електричном енергијом је, за целу територију Србије, ЈП ЕПС. До средине 2016, гарантовано снабдевање је обезбеђивало „ЕПС Снабдевање“ д.о.о. Београд, као зависно друштво које је ЈП ЕПС основало марта 2013. године и које је, у јуну 2016, по основу статусне промене, припојено ЈП ЕПС-у, од

када ЈП ЕПС наставља да снабдева домаћинства и мале купце по регулисаним ценама, са правима и обавезама гарантованог снабдевача, до његовог именовања од стране Владе РС. Статусна промена је регистрована 01.06.2016. године у Регистару привредних субјеката.

Јавним снабдевањем природним гасом се бави 33 јавна снабдевача, сваки на територији дистрибуције природног гаса са којом је у истом правном лицу (дистрибуције природног гаса појединачно имају мање од 100.000 корисника). У другој половини 2012. године, изменом оснивачког акта ЈП Србијагас и закључивањем уговора о поверавању обављања делатности јавног снабдевања природним гасом са више предузећа и друштава капитала, Влада РС је одредила енергетске субјекте који могу да обављају ову делатност. Сва 33 енергетска субјекта су, крајем 2012. и почетком 2013. године испунила услове и од Агенције добила лиценцу за обављање делатности јавног снабдевања природним гасом и овај број јавних снабдевача од тада није промењен.

Сагласност на цене гарантованог и јавног снабдевања даје Агенција, у складу са Законом. Подзаконским актима је уређен и садржај рачуна за регулисано снабдевање.

6.2.2 Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи

Крајњи купац електричне енергије и природног гаса након отварања тржишта постао је заинтересован да он као и сви његови потенцијални снабдевачи за потребе припреме понуде снабдевања, имају могућност да на захтев добију све потребне податке о потрошњи купца на месту приморедјаје, икасане на једнозначан начин и у разумном року. Законом је предвиђено да купац може да овласти било ког снабдевача (а не само тренутног), да од оператора затражи и добије податке о његовој потрошњи.

Одлуку о поступку остваривања права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи електричне енергије и природног гаса, Агенција је донела у јулу 2016. године, сагласно свом овлашћењу из Закона о енергетици. Део ове одлуке чине и обрасци за приказивање података о потрошњи крајњег купца, како би заинтересованим снабдевачима били приказани исти подаци на исти начин.

Обавеза оператора је да бесплатно и у прописаном року, тражене податке прикаже једнообразно, у складу са прописаним обрасцем и достави их купцу и потенцијалном снабдевачу ако га купац одреди за примаоца података. Крајњим купцима је овим омогућено да добију међусобно упоредиве понуде од потенцијалних снабдевача, јер су сада оне одређене на бази поузданих података о потрошњи купца у дужем периоду (за последња 24 месеца), уз стандардизацију врсте података и начина њиховог приказивања.

Очекује се да ће овај поступак бити ефикаснији након шире примене напредних мерних система. Биће омогућен непосредни приступ подацима уз одговарајуће шифре за овлашћена лица, што већ функционише код Оператора преносног система електричне енергије.

6.2.3 Промена снабдевача

Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 65/15) која су донета током 2015. године, уређују услове и поступак промене снабдевача у случају када крајњи купац има закључен уговор о потпуном снабдевању. Поступајући по притужбама које су поднете овој Агенцији током 2016. и 2017. године, непосредно од стране купаца који нису имали успеха у поступку промене снабдевача или поднетих преко новог снабдевача, Агенција је тражила изјашњења и давала упутства у циљу обезбеђења правилне примене ових правила у сваком конкретном случају. Током 2016. године, Агенција је у два наварања организовала консултације са енергетским субјектима и на основу резултата ових консултација је припремила измене и допуне Правила, које су ступиле на снагу почетком 2017. године. Сагласно Законом утврђеним овлашћењима, Агенција је сачинила и обрасце којима даје упутство како купцима за покретање поступка тако и осталим учесницима за потребе правилне примене правила и ефикаснијег спровођења поступка. Новим изменама и допунама ових правила, дата је могућност да се поступак промене снабдевача на захтев купца који губи снабдевача, иницира и спроведе у року који може бити и краћи од 21 дан, чиме се учесницима у поступку налаже хитност у поступању у одређеном броју случајева, а све са циљем смањења броја купаца који би иначе били изложени вишим трошковима резервног снабдевања ограниченом на најдуже 60 дана. Доношење Одлуке о изменама и допунама Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 10/17) омогућио је значајан напредак у евиденцији и уређивању база података оператора система о мерним местима крајњих купаца.

6.2.4 Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања

Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник РС“ број: 63/13) и Уредбом о условима за испоруку природног гаса („Службени гласник РС“ бр. 47/06, 3/10 и 48/10), које доноси Влада РС на основу Закона о енергетици, ближе се утврђују општи услови испоруке и снабдевања, као и: садржина уговора, права и обавезе учесника на тржишту: купаца, снабдевача и испоручилаца енергије, садржина рачуна за испоруку и рачуна за снабдевање, у зависности од услова снабдевања, затим услови под којима поједини купци не могу бити искључени са мреже у случају неизмирених финансијских обавеза за преузету енергију, као и други елементи прописани Законом.

Праћење квалитета испоруке и снабдевања и праћење квалитета електричне енергије и природног гаса, Агенција спроводи у складу са Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању

квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, која је донела почетком 2014. године. Агенција прикупља релевантне податке, анализира одговарајуће показатеља, ради на повећању квалитета података са енергетским субјектима и припрема периодичне извештаје, у складу са Законом. У наредној фази, биће прописани: начин одређивања захтеваних вредности појединих показатеља квалитета, начин оцењивања резултата добијених праћењем достигнутих у односу на захтеване вредности показатеља техничког и комерцијалног квалитета. О оствареним показатељима је детаљније писано у подпоглављима 3.6 и 4.6.

6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања

Агенција обавља и поверене послове на управно-правној заштити купаца, решавајући по жалбама у складу са Законом о енергетици. Током 2017. године, Агенција је решавала по жалбама купаца изјављеним на акте оператора система о одбијању, односно недоношењу одлуке по захтеву за прикључење објекта на систем. Жалбе су најчешће улагане због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену (тзв. „ћутање управе“), али и због незадовољства у погледу утврђених техничких услова као и трошкова прикључења. Највише жалби је изјављено на акта оператора дистрибутивног система електричне енергије, док је незнатан број жалби изјављен на акта оператора дистрибутивног система природног гаса.

Решавајући по поднетим жалбама, Агенција је и у 2017. години углавном поништавала одлуке донете у првом степену због повреде процесног закона као и материјалних прописа.. Имајући у виду да се број жалби у 2017. години незнатно повећао у односу на претходну годину, као и да је и даље присутан тренд поништавања великог броја решења донетих у првом степену због битних повреда поступка, указује се на потребу едукације стручног кадра који обављања управно-правне послове прикључења објекта на систем, посебно у погледу примене новог закона о општем управном поступку чија је пуна примена отпочела у 2017. години а што је један од разлога овог незнатног повећања броја усвојених жалби због битних повреда поступка у 2017. години.

Купци, осим права жалбе Агенцији у управним стварима прикључења на систем и приступа систему, имају и право на управно-судску заштиту против другостепених одлука Агенције донетих у жалбеном поступку. Број поднетих тужби Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену, незнатно је повећан у 2017. години у односу на претходну годину, с тим што су све тужбе у окончаним поступцима вођеним против одлука Агенције одбијене.

Агенција је и током 2017. године, као и током претходних година, сагласно свом делокругу, пружала сва потребна разјашњења и давала мишљења о примени прописа које доноси, поступала по притужбама у којима купци оспоравају правилност поступања енергетских субјеката у извршавању обавеза прописаних у складу са Законом о енергетици и поступала по другим поднесцима купаца и корисника система, било да су они физичка или правна лица.

Такође, у случају спора између енергетских субјеката или између енергетског субјекта и корисника система, који се решава у складу са законом којим се уређује посредовање, Агенција пружа странама у спору стручну помоћ и све податке којима располаже у циљу припреме документације потребне за поступак посредовања.

У 2017. години није било поступака посредовања у којима је на захтев страна у спору учествовала ова Агенција.

6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца

Закон о енергетици су дефинисани услови и начин остваривања посебних видова заштите енергетски заштићених купаца из категорије домаћинство (услови за умањење месечне обавезе за крајње купце из ове категорије) на основу критеријума које ближе уређује Влада РС. Поред општинских норми, које се односе на заштиту свих купаца електричне енергије и природног гаса, Законом је препозната и категорија „енергетски заштићеног купца“, што је шири појам од „енергетски угроженог купца“, јер обухвата, поред купаца који остварују права из области социјалне заштите и купце који не морају да буду из ове категорије, али им живот или здравље могу бити угрожени обуставом или ограничењем испоруке електричне енергије или природног гаса.

Помоћ енергетски најугроженијим купцима у Републици Србији је током 2017. године пружана у складу са Уредбом о енергетски заштићеном купцу, коју је донела Влада РС 31. децембра 2015. године и која је ступила на снагу 01. јанара 2016. године. Циљ ове уребе, у односу на претходну, је да се обухвати већи број потрошача и повећа ниво заштите угрожених категорија становништва.

Услови за стицање статуса енергетски угроженог купца

Уредбом су дефинисани критеријуми и: услови за стицање статуса енергетски угроженог купца, садржина захтева за стицање статуса оваквог купца и докази који се прилажу уз захтев, поступак, рокови, начин издавања и садржина решења о стицању статуса, садржина и обим права на умањење месечне обавезе плаћања, стицање статуса због здравственог стања, начин вођења евиденције о овим купцима, као и начин обезбеђивања средстава за заштиту енергетски угрожених купаца.

Финансијска средства за заштиту енергетски угрожених купаца се обезбеђују из буџета Републике Србије. Заштитом ових купаца на трошак буџета, стварају се претпоставке за бржи развој тржишта енергије.

Уредбом о енергетски заштићеном купцу је утврђено да статус енергетски угроженог купца остварује купац из категорије домаћинство (самачко или вишечлана породица) које живи у једној стамбеној јединици, са једним мерним местом на коме се мери потрошња електричне енергије, односно природног гаса, а које троши максималну количину електричне енергије или природног гаса у складу са овом уредбом, као и домаћинство чијем члану због здравственог стања обуставом испоруке електричне енергије или природног гаса може бити угрожено здравље или живот.

Право на стицање статуса енергетски угроженог купца имају само домаћинства која не поседују друге стамбене јединице, осим стамбене јединице која по структури и површини одговара потребама домаћинства.

Основни критеријуми за стицање статуса енергетски угроженог купца су:

- 1) укупан месечни приход домаћинства;
- 2) број чланова домаћинства и
- 3) имовно стање.

Укупни месечни приходи домаћинства, као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца („Сл.гласник РС“ бр. 88/16), усклађују се два пута годишње, 1. априла и 1. октобра текуће године са индексом потрошачких цена у протеклих шест месеци, на основу података Републичког завода за статистику. У наредној табели је приказан максимални месечни приход са којим се може стећи статус енергетски угроженог купца до и после 1. децембра 2017. године, од када важе нови износи.

Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2017.

За домаћинство са бројем чланова	Укупан месечни приход до динара	
	до 30. новембра	од 01. децембра
1	14.060,11	14.116,35
2-3	20.471,21	20.553,09
4-5	26.878,10	26.985,61
6 и више	33.800,72	33.935,92

Уредбом о енергетски заштићеном купцу, прописана је и садржина захтева за стицање статуса енергетски заштићеног купца, као и докази који се прилажу да би се тај статус стекао. Уколико је подносилац захтева лице које је корисник права на новчану социјалну помоћ и/или дечији додатак, онда прилаже оверени препис акта којим му је утврђено једно од ових права.

Права енергетски угроженог купца

Енергетски угрожени купац може стећи право на умањење месечне обавезе за одређене количине:

- 1) kWh електричне енергије за све месеце и
- 2) m³ природног гаса за месеце: јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар,

како је приказано у наредној табели:

Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине

За домаћинство са бројем чланова	Максимално право на умањење месечне обавезе за количине (МПУ)	
	Електричне енергије за све месеце	Придног гаса за: јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар
	kWh	m ³
1	120	35
2-3	160	45
4-5	200	60
6 и више	250	75

Право на умањење месечног рачуна зависи и од остварене месечне потрошње сведене на 30 дана, у поређењу са количином за коју одређено домаћинство има максимално право на умањење (МПУ) из Табеле 6-2, на следећи начин:

Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње

ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА		ПРИРОДНИ ГАС	
Остварена месечна потрошња сведена на 30 дана ОМП	Умањење рачуна за количину	Месечна потрошња сведена на 30 дана	Умањење рачуна за количину
$ОМП \leq 4 * МПУ$	МПУ ¹⁸	$ОМП \leq 2 * МПУ$	МПУ
$4 < ОМП \leq 6,5 * МПУ$	0,5 * МПУ	$2 < ОМП \leq 2,5 * МПУ$	0,5 * МПУ
$ОМП > 6,5 * МПУ$	0	$ОМП > 2,5 * МПУ$	0

Енергетски угрожени купац има право на умањење месечног рачуна за износ у динарима добијен:

- 1) за електричну енергију - множењем количина у kWh за које има право на умањење са вишом дневном тарифом из зелене зоне за потрошаче из категорије „Широка потрошња са двотарифним мерењем“ увећаном за 10%, из ценовника о регулисаној цени електричне енергије за снабдевање домаћинстава и малих купаца, на који је Савет Агенције за енергетику Републике Србије дао сагласност и који је у примени;
- 2) за природни гас - множењем количина у m³ за које има право на умањење са тарифом „енергент“ за потрошаче из групе домаћинства које снабдева ЈП Србијагас увећаном за 5%, из ценовника за јавно снабдевање ЈП Србијагас, на који је Савет Агенције за енергетику Републике Србије дао сагласност и који је у примени.

Уколико је месечни рачун мањи од израчунатог умањења месечне обавезе из ове уредбе, умањење ће бити обрачунато у висини стварног месечног рачуна.

Једна од новина у овој уредби је увођење статуса енергетски угроженог купца због здравственог стања. Статус енергетски угроженог купца коме, због здравственог стања, обуставом испоруке електричне енергије може бити угрожено здравље или живот, стиче се подношењем одговарајуће медицинске документације јединицама локалне самоуправе. Оператор дистрибутивног система електричне енергије не може обуставити испоруку електричне енергије ако члан домаћинства енергетски угроженог купца користи медицинску опрему неопходну за одржавање здравља, а за чији рад је неопходна електрична енергија.

Број енергетски угрожених купаца у 2017. години и остварено умањење рачуна

На основу података добијених од надлежних служби Министарства рударства и енергетике, односно енергетских субјеката, максималан месечни број енергетски угрожених купаца који су остварили умањење рачуна у 2017. години и годишњи износ динара који је за ове намене издвојен из буџета, био је:

Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2017.

	Купци који су остварили право на умањење	
	број купаца	годишњи износ 000 динара
Електрична енергија	73.561	829.997
Природни гас	68	339
Укупно	73.629	830.336

Примена Уредбе о енергетски угроженом купцу је почела јануара 2016. године. Одлуком Уставног суда да домаћинства права угроженог купца остварују у управном поступку, умањење рачуна се више није могло остваривати на основу спискова из МРЗСП и уверења. Сва домаћинства су од првог јануара била дужна да пред локалним самоуправама поднесу захтев за стицање права угроженог купца, о чему се одлучује у управном поступку, а статус се одобрава решењем. Отуда, број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручену електричну енергију и природни гас је током 2017. године константно из месеца у месец растао и у делу електричне енергије он се кретао у распону од 43.386 у јануару до 73.561 у новембру.

У периоду примене уредбе од јануара - децембра 2017. године, уочене су и сезонске осцилације које указују да један део ових купаца користи електричну енергију за грејање. Тако је у новембру месецу 2017., 77% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца, испунила услов за 100% максималног права на

¹⁸ МПУ = Максимална потрошња електричне енергије из Уредбе

умањење, још 6% су имали право на 50%, док је 2% домаћинства прекорачило границу потрошње и није добило умањење рачуна. Током новембра месеца, број домаћинстава који су имали умањење веће од висине рачуна чинили су 15% укупног броја домаћинстава која су остварила право на умањење рачуна. У летњим месецима, ова статистика је много боља (подаци за август 2017.) јер је 84% свих домаћинстава која су стекла статус угроженог купца испунило услов за 100% максималног права на умањења, још 2% су имали право на 50%, док само 1% због прекомерне потрошње, није остварило право на умањење.

Број енергетски угрожених купаца електричне енергије у 2017. години који су остварили право на умањење рачуна је нижи од очекиваног. Према подацима из Анкете ЕУ о приходима и условима живота (SILC) у Србији је у 2016. години сваки четврти становник старији од 18 година био изложен ризику од сиромаштва. Анализе показују да је висок број домаћинстава која су изложена ризику енергетског сиромаштва. Око 13,3% укупне популације не може да обезбеди одговарајућу температуру грејања у својим становима, што мерено преко просечног броја чланова домаћинства од 2,7, указује да преко 350.000 домаћинстава нису у стању да адекватно загреју домове. Такође, изражен је проблем неблаговременог плаћања рачуна за електричну енергију. Кашњење у измиривању обавеза за комуналне услуге је присутно код 34,8% укупне популације. Такође, 21,8% укупне популације живи у стамбеним просторијама којима прокишњава кров, имају влажне зидове или подове или код којих су иструтели прозорски рамови. На основу ова три показатеља и уважавајући исказани просек чланова по једном домаћинству, може се закључити да је између 550 – 600 хиљада домаћинстава изложено ризику енергетског сиромаштва.

Изложеност ризику сиромаштва није исто што и само сиромаштво (тзв. апсолутно сиромаштво). По евиденцији надлежног министарства о броју породица који су корисници социјалне помоћи и корисници дечијег додатка са стањем у септембру 2017. године, овај број се креће око 250.000 – 300.000 домаћинстава¹⁹ за која се може рећи да се налазе у ситуацији енергетске угрожености. Међутим, уколико би се овом броју додали и појединци са најнижим пензијама, самостални хранитељи породица, примаоци туђе неге и помоћи, као категорије које су најчешће и највише изложене ризику енергетског сиромаштва, онда би овај број појединаца и породица био знатно већи и, на основу неких сагледавања и анализа података из претходних година, могло би се рећи да се он креће у распону од 300 – 400.000 домаћинстава²⁰.

Табела 6-5: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2017.

Број чланова породице	Број породица	Укупно лица	Износ 000 динара
1	39.436	39.436	318.128
2	21.724	43.448	223.735
3	12.342	37.026	150.748
4	14.015	56.060	196.865
5	7.308	36.540	118.613
6 и више	5.735	34.410	106.632
Укупно	100.560	246.920	1.114.721

Табела 6-6: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2017.

За дете		Број	Износ 000 динара
Прворођено		143.722	419.387
Другорођено		125.028	359.741
Трећорођено		52.297	150.988
Четвртоорођено		16.640	48.168
Укупно	деце	337.687	978.284

¹⁹ Овај број узима у обзир и постојање преклапања породица која примају накнаде по оба основа.

²⁰ У Србији је у децембру 2017. било 1.720.435 пензионера са просечном месечном пензијом од 24.984 динара. Од тог броја, 185.791 је пољопривредних пензионера са просечном пензијом од 11.200 динара.

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ И
ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ
АГЕНЦИЈЕ

7. ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ

7.1 Основни подаци о Агенцији

7.1.1 Оснивање и делокруг рада Агенције

Агенција за енергетику Републике Србије (Агенција) је основана Законом о енергетици из 2004. године којим је наше законодавство у области енергетике усклађено са тадашњим прописима ЕУ.

Агенција за енергетику је регистрована у Трговинском суду у Београду 16. јуна 2005. године, а отпочела је са радом 1. августа исте године, када су се стекли услови за финансирање.

По закону о енергетици из 2011. и 2014. године, Агенција наставља са радом као регулаторно тело, основано у циљу унапређивања и усмеравања развоја тржишта енергије и природног гаса на принципима недискриминације и ефикасне конкуренције, кроз стварање стабилног регулаторног оквира, као и за обављање других послова утврђених законом.

Законом о енергетици из децембра 2014. године су домаћи прописи за област енергетике усклађени са 3. енергетским пакетом прописа о унутрашњем тржишту енергије и правним тековинама ЕУ. Значајно је ојачана улога Агенције и проширене су јој надлежности.

Најважније надлежности Агенције за енергетику по групама послова су:

Сертификација и лиценцирање

- сертификација оператора преносног / транспортног система и
- издавање и одузимање лиценци, вођење регистра лиценци и доношење акта о висини трошкова издавања лиценци.

Регулација цена

- доношење методологија за одређивање цена:
 - приступа мрежним енергетским системима;
 - регулисаног снабдевања електричном енергијом и природним гасом;
 - прикључења на мрежне системе и
 - методологије за обрачун неовлашћено утрошене електричне енергије;
- одобравање регулисаних цена;
- одређивање цена регулисаних помоћних услуга;
- праћење примене методологија и одобрених регулисаних цена;
- одређивање висине накнаде купцу по основу одступања од прописаног квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом и
- припрема извештаја о потреби даљег:
 - регулисања цена снабдевања електричном енергијом домаћинстава и малих купаца;
 - регулисања цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације и
 - неопходности одржавања резервног снабдевања.

Надзор над тржиштем енергије

- доношење правила и других аката:
 - правила о промени снабдевача;
 - правила о квалитету испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом;
 - акт о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности;
 - акт о начину вођења поступка и изрицању мера, као и вођењу регистра изречених мера;
 - акт о изузећу за нове интерконективне далеководне и гасну инфраструктуру;
 - поступак остваривања права на приступ подацима о сопственој потрошњи купаца;
 - упутства, препоруке и смернице за примену аката из надлежности Агенције;
- давање сагласности на правила:
 - о раду преносног и дистрибутивног система електричне енергије
 - о раду транспортног, дистрибутивног и складишног система природног гаса;
 - о раду тржишта електричне енергије;
 - за расподелу прекограничних преносних капацитета;
 - о објављивању кључних тржишних података;
- давање сагласности на остала акта:
 - вишегодишње планове развоја преносног, транспортног и дистрибутивног система;
 - процедуру прикључења на преносни систем;
 - програме усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора система;

- планове преузимања мерних уређаја од стране оператора дистрибутивних система;
- акт оператора преносног система о висини накнаде за гаранцију порекла;
- акт оператора система о ценама нестандартних услуга;
- давање мишљења о плановима имплементације напредних мерних система;
- надзор над извршавањем обавеза лиценцираних енергетских субјеката и функционисањем тржишта и
- допринос усклађивању поступка размене података за најважније тржишне процесе у региону.

Решавање жалби и заштита купаца

- решавање жалби:
 - због одбијања приступа систему и
 - на акт оператора система по захтеву за прикључење или због недоношења таквог акта;
- разматрање поднесака у вези са неизвршавањем обавеза оператора система и снабдевача;
- пружање стручне помоћи и података странкама које спорове решавају путем посредовања;
- изрицање мера и вођење регистра изречених мера;
- покретање прекршајних и поступака за привредни преступ;
- испитивање околности и иницирање поступака пред надлежним органима ради повреде конкуренције и ограничавања тржишта и
- предузимање мера како би се корисницима система и купцима учиниле доступним листе са практичним информацијама о њиховим правима.

Међународна сарадња

- Агенција сарађује са регулаторним телима других држава, као и са другим међународним органима и организацијама у складу са законом и потврђеним међународним уговорима и одлукама Савета у циљу:
 - развоја регионалног и пан-европског тржишта електричне енергије и природног гаса;
 - подстицања оперативних споразума који омогућавају оптимално управљање мрежама;
 - постизања једнаких услова за све учеснике на тржишту;
 - промовисања спајања организованих тржишта електричне енергије;
 - заједничких расподела права на коришћење прекограничних преносних капацитета;
 - стварања услова за адекватан ниво прекограничних капацитета у региону и између региона;
 - координисане примене мрежних правила и правила за управљање загушењима;
 - доприноса компатибилности размене података и
 - унапређења сопственог рада, у складу са позитивним међународним искуствима и стандардима.

Агенција обезбеђује недискриминаторан приступ системима, као и ефективну конкуренцију и ефикасно функционисање тржишта електричне енергије и природног гаса.

У извршавању ових послова, Агенција прати:

- ефикасно раздвајање рачуна лиценцираних енергетских субјеката;
- постојање међусобног субвенционисања енергетских субјеката који се баве различитим енергетским делатностима у оквиру истог енергетског субјекта;
- извршење обавеза енергетских субјеката прописаних Законом;
- примену правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у сарадњи са регулаторним телима других држава;
- објављивање података од стране оператора преносног и транспортног система у вези са прекограничним капацитетима и коришћењем система;
- примену механизма за отклањање загушења у преносном, односно у транспортном систему;
- услове и трошкове за прикључење на преносни или дистрибутивни систем нових произвођача електричне енергије, да би се гарантовала објективност, транспарентност и недискриминација, посебно имајући у виду трошкове и користи од различитих технологија за производњу електричне енергије из обновљивих извора и комбиноване производње електричне и топлотне енергије;
- време које је потребно операторима система да прикључе објекат на систем, односно отклањање квара у случају прекида испоруке;
- начин коришћења резерви у систему;
- ниво транспарентности и конкуренције, у сарадњи са органима надлежним за послове конкуренције;
- функционисање организованог тржишта електричне енергије, као и поштовање принципа транспарентности и недискриминаторности од стране оператора организованог тржишта;

- ниво и ефективност отварања тржишта и конкуренције у трговини на велико (између снабдевача) и на мало (снабдевање крајњих купаца);
- услове приступа складишту, лајнпаку и коришћења других помоћних услуга у сектору природног гаса;
- поштовање мера заштите потрошача утврђених овим законом и
- реализацију планова развоја.

7.1.2 Организација Агенције

Агенција за енергетику Републике Србије је самостална у предузимању организационих и других активности којима се обезбеђује обављање законом утврђених послова. Према Закону, орган Агенције је Савет Агенције (у даљем тексту: Савет) који доноси све одлуке о питањима из надлежности Агенције већином гласова од укупног броја чланова Савета, осим ако законом и Статутом није другачије прописано.

Савет има председника и четири члана. Председник Савета заступа и представља Агенцију, руководи радом Савета, одлучује о питањима из делокруга рада Агенције утврђеним у члану 54. Закона, организује рад и руководи радом Агенције, предлаже одлуке и друга акта која доноси Савет и стара се о њиховом извршавању, има овлашћења директора у пословима везаним за остваривање права и обавеза запослених и обавља друге послове у складу са законом, Статутом и овлашћењима Савета.

Савет доноси Статут, акт којим се уређује унутрашња организација и начин рада Агенције, Пословник о раду и друге опште акте у складу са законом. На Статут Агенције сагласност даје Народна Скупштина Републике Србије.

Организациона структура Агенције је успостављена на основу елабората консултантске куће KPMG, одобреног од стране Министарства надлежног за енергетику. Организација Агенције је успостављена тако да може ефикасно и рационално да ради и послује. У том смислу, рад Агенције се одвија у оквиру четири сектора, са утврђеним делокругом рада, уз успостављање потребног степена међусобне координације у обављању комплексних послова за које је надлежно више сектора.

Основне организационе јединице су:

- Сектор за енергетско-техничке послове;
- Сектор за економско-финансијске послове;
- Сектор за правне послове и
- Сектор за организационе и опште послове.

7.1.3 Независност и одговорност

Агенција је самосталан правни субјект и независна је од органа извршне власти у обављању својих послова, као и од других државних органа и организација, правних и физичких лица која се баве енергетским делатностима. Независност Агенције не доводи у питање њену сарадњу са другим националним телима, спровођење опште политике коју доноси Влада по питањима која нису у вези са овлашћењима и дужностима Агенције.

Председник и чланови Савета одговарају Народној скупштини за рад Агенције и за свој рад и најмање једном годишње подносе јој извештај о раду. Извештај о раду садржи податке о раду Агенције у претходној години, о њеном финансијском пословању и о стању у енергетском сектору Републике Србије у оквиру надлежности Агенције.

Независност Агенције у односу на извршну власт, огледа се и у томе што, према Закону, председника и чланове Савета Агенције по основу јавног конкурса бира Народна скупштина Републике Србије, из реда истакнутих стручњака из области енергетике. За председника и чланове Савета могу се бирати лица која су држављани Републике Србије и која имају високо стручно образовање техничке, правне или економске струке и најмање 10 година радног искуства у области енергетике. За председника и члана Савета не могу бити бирани: посланици у Народној скупштини, као ни посланици у скупштини аутономне покрајине, одборници, друга изабрана и постављена лица, нити функционери у органима политичких странака; власници или сувласници у енергетским субјектима; лица којима су брачни другови, деца или сродници у правој линији независно од степена сродства или побочни сродници закључно са другим степеном сродства, власници или сувласници у енергетским субјектима; лица која су правоснажно осуђена за кривична дела против злоупотребе службене дужности, корупцију, превару или за друга кривична дела која их чине неподобним за обављање функције на коју се бирају.

Агенција има посебне сопствене изворе финансирања, утврђене Законом, независне од државног буџета.

Агенција се финансира из прихода које остварује по основу обављања послова регулације, из дела регулисаних прихода од приступа систему утврђених методологијама које доноси, по основу издавања лиценци за обављање енергетских делатности, као и других прихода које оствари у обављању послова из своје надлежности у складу са законом. Агенција може остварити средства и из донација, осим из донација енергетских субјеката или са тим субјектима повезаних лица.

Агенција, сагласно члану 61. Закона, доноси финансијски план којим се утврђују укупни приходи и расходи, укључујући и резерве за непредвиђене издатке, као и елементе за целовито сагледавање политике зарада и запослености у Агенцији, којима се обезбеђује одговарајући стручни кадар. Сагласност на финансијски план даје Народна скупштина. Финансијски план се подноси Народној скупштини најкасније до краја октобра текуће године за наредну годину и, по добијању сагласности Народне скупштине, објављује се у "Службеном гласнику Републике Србије". Агенција редовно и у законском року доставља свој годишњи финансијски план Народној скупштини, али га она разматра са великим кашњењем. Тако је план за 2015. годину последњи за који је добијена сагласност почетком децембра 2015. године. Финансијски план за 2017. годину, Агенција је доставила Народној скупштини која га није разматрала до краја 2017. године.

Годишњи обрачуни прихода и расхода Агенције подлежу ревизији овлашћеног ревизора. Извештај ревизора се, такође, доставља Народној скупштини. Уколико се годишњим обрачуном прихода и расхода утврди да су укупно остварени приходи Агенције већи од укупно остварених расхода, разлика средстава се преноси у финансијски план као приход за наредну годину, с тим што се извори и висина прихода за наредну годину усклађују са реалним трошковима Агенције за ту годину, одобреним од Народне скупштине.

Остваривање пуне независности регулаторног тела је и једна од обавеза на путу прикључивања Републике Србије Европској унији и предмет је мониторинга Европске комисије у процесу приступања Европској унији. Индикаторе независности Агенције за енергетику у оквиру извршавања обавеза из Уговора о енергетској заједници ("Службени гласник РС", број 62/06), Берлинског процеса и CESEC иницијативе прати и Секретаријат Енергетске заједнице. Место и улога Агенције за енергетику у правном систему Републике Србије, утврђени су Законом о енергетици, којим су транспоноване и одредбе европског права енергетике (тзв. 3. пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије ЕУ) које се односе на функционалну, персоналну и финансијску независност регулаторног тела. Ове одредбе су у пракси ограничаване другим домаћим прописима којима се регулишу зараде и процес запошљавања.

ПОКАЗАТЕЉИ НЕЗАВИСНОСТИ ЕНЕРГЕТСКИХ РЕГУЛАТОРНИХ ТЕЛА

Разлози за преношење неких надлежности економске регулације у секторима електричне енергије и природног гаса са државних органа на независна регулаторна тела су различити, али је заједнички именоване настојање да се отклоне ризици који проистичу из несавршености тржишта (постојање природног и/или фактичког монопола у сектору), отклањање уочених слабости централизованог (државног) управљања енергетским сектором (подстицање конкуренције) и јачање кредибилитета сектора у очима потенцијалних инвеститора. Сходно томе, циљеви већине енергетских регулаторних тела су заштита потрошача и заштита инвеститора, а главни механизми којима се то остварује су регулација цена, прописивање правила и надзор над поступањем учесника на тржишту.

Постоји значајна узајамна повезаност циљева, функција и активности Агенције са регулаторним телима за електричну енергију и природни гас у земљама ЕУ, што је последица имплементације правних тековина ЕУ (директива и уредби) за сектор енергетике. Законом о енергетици из 2014. године, у правни систем Републике Србије су транспоноване и одредбе којима се стриктно прописује независност регулатора, и то:

- функционална независност;
- персонална независност и
- финансијска независност.

Функционална независност

Независно регулаторно тело мора имати слободу избора инструмената којима спроводи послове из своје надлежности. Није дозвољено да регулатор прима инструкције од државних институција или енергетских субјеката (предузећа), као ни одобравање или поништавање одлука регулатора од стране извршне власти.

Персонална независност

Персонална независност регулаторног тела се остварује кроз:

- утврђивање стриктних критеријума за постављање (стручност, одсуство конфликта интереса) и смењивање (нпр. правоснажна осуда за кривично дело, повреда правила о сукобу интереса) носилаца управљачке функције (у Србији - Савет Агенције);
- успостављање ротације носилаца управљачких функција, тако да се свим члановима управе мандат не завршава у исто време, чиме се обезбеђује и раздвајање процеса избора регулатора од политичког циклуса избора и
- аутономија у обезбеђивању људских ресурса - организација и кадровска питања морају бити у искључивој надлежности регулатора. Регулаторно тело мора имати аутономију у одлучивању о пријему и отпуштању запослених, као и о броју запослених.

Финансијска независност

Финансијска независност регулаторног тела се остварује кроз:

- потпуну независност од државног буџета (решење утврђено Законом о енергетици) или јасну раздвојеност буџета регулатора у односу на остале буџетске кориснике у оквиру државног буџета;
- аутономију у расподели одобрених средстава. То значи да искључиво регулаторно тело може одлучивати о томе како ће се одобрени буџет трошити, те да регулатор не сме тражити нити примати инструкције о трошењу свог буџета. Решење прописано Законом о енергетици да Народна скупштина одобрава Финансијски план Агенције није у супротности са принципима независности регулаторног тела, с тим да је, по мишљењу стручних служби Европске комисије, улога законодавне власти (парламента) да одобри глобалну финансијску алокацију (а не појединачне буџетске ставке), која ће омогућити регулаторном телу да своје законом поверене послове обавља на ефикасан и ефективан начин.

7.2 Активности Агенције у 2017. години

Радам Агенције управља Савет Агенције који је у 2017. години одржао 33 седнице, на којима су донете одлуке, сагласности, решења и друга акта у области: регулације цена, издавања лиценци за обављање енергетских делатности, успостављања и надзора над тржиштем електричне енергије и природног гаса, унутрашње организације Агенције и других послова из надлежности Савета.

7.2.1 Лиценцирање енергетских субјеката

Послови који се односе на издавање лиценци енергетским субјектима за обављање енергетских делатности, које Агенција обавља као поверене послове, су управно-правни послови и обухватају:

- издавање лиценци за обављање енергетских делатности;
- измене издатих лиценци;
- одузимање, укидање и доношење решења о престанку лиценци по сили закона;
- праћење испуњености прописаних услова енергетских субјеката за све време важења лиценце и
- вођење регистра издатих и одузетих лиценци.

Услови за издавање и одузимање лиценци и вођење регистра издатих лиценци, прописани су Законом о енергетици и Правилником о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији (Службени гласник РС, број 87/15), којим се уређују услови за издавање лиценци за обављање енергетских делатности и сертификацију, које доноси министарство надлежно за енергетику. Ово су основни прописи које Агенција примењује у поступку. Правилник о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији (са прописаним обрасцима и доказима које је неопходно поднети уз захтев за издавање лиценце за обављање енергетске делатности) објављен је на интернет страници Агенције.

Регистар издатих лиценци је јаван и, осим у штампаном облику у писарници Агенције, води се и у електронском облику и доступан је на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

У циљу извршавања ових послова, Агенција, сагласно својим законским овлашћењима, доноси акт о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, на који сагласност даје Министарство финансија и који се објављује у „Службеном гласнику РС“ и којим се утврђује трошак који Агенција има у процесу утврђивања испуњености услова за обављање енергетских делатности за сваку енергетску делатност посебно, а који сноси подносилац захтева за лиценцу. Овај Акт је објављен на интернет страници Агенције.

Савет Агенције у управном поступку доноси решење којим издаје лиценцу за обављање одговарајуће енергетске делатности. По наступању коначности решења којим је издата лиценца за обављање енергетске делатности, Агенција је уноси у регистар лиценци.

По врстама енергетских делатности, Савет Агенције је у току 2017. године издао лиценце за 14 енергетских делатности, од 25 за које се, сагласно Закону о енергетици из 2014. године, издају лиценце:

Агенција је у 2017. години примила 195 захтева за издавање лиценце, што са 2.081 захтева примљених у периоду 2006 - 2017. чини укупно примљених 2.276 захтева.

У 2017. години, настављена је обрада непотпуних захтева из претходне, као и захтева за примљених у тој години и до краја године Савет Агенције је донео решења о издавању 180 нових лиценци, док је у 28 предмета поступак окончан одбацивањем захтева, у 6 предмета одбијањем захтева, у једном предмету поступак је обустављен, по сили закона је престало да важи 3 лиценце, у 3 предмета лиценце су трајно одузете и у 36 предмета, решења о издавању лиценце су укинута по захтевима енергетских субјеката. Крајем 2017. године, било је укупно 1179 важећих лиценци.

Захтеви који се подносе Агенцији, су, у највећем броју случајева били без потпуне документације, па су на захтев Агенције допуњавани и исправљани, а код неких енергетских субјеката и више пута. По отклањању утврђених недостатака и комплетирању документације, захтеви су били предмет поновне оцене ради провере испуњености услова за издавање лиценце. У поступку обраде је, из наведених разлога, крајем године било 67 захтева.

Почев од 2008. године, поднет је и велики број захтева за измену решења којима је издата лиценца за обављање енергетских делатности, посебно у нафтном сектору - за обављање трговине моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила, а највише због промене објеката у којима се обавља делатност. У току 2017. године, Савет Агенције је донео 89 решења којима су измењена првобитна решења о издавању лиценце за обављање ове делатности.

Агенција нема надлежности над енергетским субјектима који нису испунили услове за издавање лиценци. У 2017. години, Агенцији није достављен ни један налаз надлежног инспектора који би послужио као основ за подношење пријава за привредни преступ против правног лица које је обављало енергетску делатност без лиценце.

Број примљених захтева и издатих лиценци у 2017. години (неки захтеви су из претходне године, а лиценца је издата у 2017.) по делатностима, дата је у табели 7-1.

Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2017. по делатностима

Ред. бр.	Делатност	Поднето захтева	Одобрено лиценци
1.	Производња електричне енергије	6	6
2.	Комбинована производња електричне и топлотне енергије	1	2
3.	Пренос електричне енергије и управљање преносним системом	1	1
4.	Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом	0	0
5.	Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним системом	1	1
6.	Снабдевање електричном енергијом	8	6
7.	Снабдевање на велико електричном енергијом	5	5
8.	Управљање организованим тржиштем електричне енергије	0	0
9.	Транспорт и управљање транспортним системом за природни гас	0	0
10.	Складиштење и управљање складиштем природног гаса	0	0
11.	Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас	17	21
12.	Снабдевање природним гасом	2	2
13.	Јавно снабдевање природним гасом	0	0
14.	Производња деривата нафте	2	2
15.	Транспорт нафте нафтоводима	0	0
16.	Транспорт деривата нафте продуктоводима	0	0
17.	Складиштење нафте, деривата нафте и биогорива	8	10
18.	Трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом	21	18
19.	Трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава	1	2
20.	Пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утечњени природни гас	5	5
21.	Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава	114	99
22.	Трговина горивима за пловила	3	0
23.	Производња биогорива	0	0
24.	Производња биотечности	0	0
25.	Намешавање биогорива са горивима нафтног порекла	0	0
	Укупно	195	180

Актуелни регистар лиценцираних енергетских субјеката по делатностима се налази на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

7.2.2 Регулација цена

У домену регулације цена, Савет Агенције је током 2017. године изменио следеће методологије којима се у складу са Законом одређује образовање регулисаних цена енергетских субјеката и то:

- Методологију за одређивање цене електричне енергије за гарантовано снабдевање, која је објављена у у августу (Службени гласник РС, број 79/17);
- Методологију за одређивање цене приступа систему за транспорт природног гаса, у децембру (Службени гласник РС, број 111/17);
- Методологију за одређивање цене природног гаса за јавно снабдевање, у марту (Службени гласник РС, број 29/17);
- Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса, у марту (Службени гласник РС, број 29/17) и
- Методологију за одређивање цене приступа систему за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима, у децембру (Службени гласник РС, број 111/17).

Савет Агенција је у 2017. години дао сагласност на следеће одлуке о ценама:

- за електричну енергију:
 - сагласност на регулисану цену електричне енергије за снабдевање домаћинства и малих купаца, у августу;

- сагласност на одлуку о цени приступа систему за пренос електричне енергије ЕМС АД Београд, у фебруару и
- сагласност на одлуку о цени нестандартних услуга ЕМС АД Београд, у августу.
- за природни гас
 - сагласност на одлуку о цени приступа систему за транспорт природног гаса ЈУГОРОСГАЗ-Транспорт д.о.о. Ниш, у априлу;
 - 1 сагласност оператору дистрибутивног система на одлуку о цени приступа систему за дистрибуцију природног гаса и цени природног гаса за јавно снабдевање, у септембру и
 - 33 сагласности операторима дистрибутивних система на одлуке о цени приступа систему за дистрибуцију природног гаса и ценама природног гаса за јавно снабдевање у августу.
- Савет Агенције је у децембру 2017. године дао сагласност на Одлуку о накнади за издавање, преношење и престанак важења гаранције порекла, донету од стране ЕМС АД,
- У мају 2017. године, Савет Агенције усвојио извештај о потреби регулација цена закупа резервне снаге за системске услуге секундарне и терцијалне регулације, неопходности одржавања резервног снабдевања електричном енергијом и потреби регулација цена електричне енергије за гарантовано снабдевање.
- Савет Агенције је у децембру 2017.године донео и Одлуку о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијерне регулације и цене помоћних услуга за 2018.годину.

Сва наведена акта, осим у „Службеном гласнику Републике Србије“ доступна су и на интернет страници Агенције.

Сталне активности Агенције везане за регулацију цена су биле:

- обезбеђивање стручне помоћи енергетским субјектима у вези примене методологија за одређивање цена, као и праћење њихове правилне примене;
- праћење примене методологија за одређивање трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије, односно транспорт и дистрибуцију природног гаса и решавање по жалбама купаца, чиме се обезбеђује неопходан ниво њихове заштите и непосредно се доприноси правилној примени методологија у пракси;
- обезбеђивање стручне подршке енергетским субјектима при раздвајању њихових средстава и трошкова по делатностима, као и контрола раздвојености;
- праћење и анализа података добијених од енергетских субјеката о оствареним трошковима и регулисаним ценама;
- полугодишње праћење и поређење остварених цена електричне енергије и природног гаса у региону и Европи и
- анализа решења и предлога решења у регулацији цена и припрема предлога измена и унапређења постојеће регулативе.

7.2.3 Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса

Законом је предвиђено да се, у циљу правилног функционисања тржишта, донесу, односно ускладе са новим Законом, сва Законом предвиђена правила. Савет Агенције је у 2012. донео Правила о промени снабдевача („Службени гласник РС“, број 93/12), а у 2015. је донео нова, ради усклађивања са Законом из 2014, која су измењена и допуњена 2017.године.

Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулација квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса, Савет Агенције је донео крајем 2013. и у току 2017. године се старао о њиховој примени.

У марту 2016.године, Савет је донео Правилник о начину вођења поступка и изрицању мера и вођењу регистра изречених мера, који се примењује на оне учеснике на тржишту који не извршавају своје обавезе прописане Законом.

У јулу 2016. године, Савет Агенције је донео Одлуку о поступку остваривања права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи електричне енергије и природног гаса.

Остала правила доносе енергетска предузећа, након прибављене сагласности Агенције.

Током 2017. године, Савет Агенције је дао сагласност на следећа правила:

- Правила о раду дистрибутивног система електричне енергије, у јулу;
- Правила о раду преносног система електричне енергије, у децембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета оператора преносног система ЕМС АД, у децембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-мађарској граници за 2018. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Мађарске – MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења

прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 20178 годину“), у децембру;

- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско - румунској граници за 2018. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Румуније – С.Н.Т.Е.Е. TRANSELECTRICA – S.A. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2018. годину“), у децембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-бугарској граници за 2018. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Бугарске – Електроенергиен Системен Оператор ЕАД и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2018. годину“), у децембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници за 2018. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Хрватске – Хрватски оператор пријеносног сустава ХОПС и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2018. годину“), у децембру;
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на граници Србије и Босне и Херцеговине за 2018. годину („Уговор између независног оператора преносног система у Босни и Херцеговини – НОС БиХ и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2018. годину“) у децембру и
- Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета на српско-македонској граници за 2018. годину („Уговор између оператора преносног система Републике Македоније – Македонски електропреносен систем оператор а.д. и оператора преносног система Републике Србије - ЕМС АД Београд о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступа прекограничним преносним капацитетима за 2018. годину“), у децембру.

Током 2017. године, Агенција је пратила примену раније донетих правила кроз анализу потреба и иницијатива за измене и допуне ових правила и учешћем у раду комисија за праћење њихове примене.

У области електричне енергије, активне комисије за праћење примене правила су :

- у ЈП ЕМС за Правила о раду преносног система и Правила о раду тржишта и
- у ЈП ЕПС за Правила о раду дистрибутивног система.

У свим формираним комисијама, као посматрач, учествује и по један представник Агенције.

У току 2017.године Савет Агенције је дао сагласност и на следеће планове:

- План развоја транспортног система ЈУРОСГАЗ-Транспорт доо, Ниш за период 2017-2026, у јуну;
- План преузимања мерних уређаја, мерно разводних ормана, односно прикључних водова, инсталација и опреме у мерно разводном орману и других уређаја у објектима постојећих купаца, односно произвођача на дистрибутивном систему ЕПС Дистрибуција дооо Београд, у јуну;
- План инвестиција у преносни систем за период 2017-2019. оператора преносног система ЕМС АД, у децембру и
- План развоја преносног система Републике Србије за период 2017-2026, оператора преносног система ЕМС АД, у децембру.

За надзор над тржиштем енергије су од изузетне важности и програми за обезбеђивање недискриминаторног понашања, које, у складу са законом, треба да донесу оператори дистрибутивних система који су део вертикално интегрисаног предузећа, а које одобрава Агенција. У јуну 2016 Савет Агенције је дао сагласност на Програм усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција доо Београд, као и сагласност на услове за именовање, именовање и трајање мандата лица одговорног за праћење усклађености оператора дистрибутивног система, а у јулу 2017.године сагласност на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за обезбеђење недискриминаторног понашања за 2016.годину, поднетог од стране лица одговорног за праћење усклађености.

7.2.4 Одлучивање по жалбама

Послови одлучивања по жалбама (другостепени управни поступак), које Агенција, према Закону, обавља као поверене послове, обухватају одлучивање по жалбама изјављеним против:

- акта оператора система по захтеву за прикључење на систем, односно ако оператор система не донесе одлуку по захтеву за прикључење на систем;
- акта оператора система о одбијању приступа систему и
- акта енергетског субјекта за транспорт нафте нафтоводима или енергетског субјекта за транспорт деривата нафте продуктоводом о одбијању приступа систему.

У поступку решавања по жалбама купаца, односно корисника система, Агенција настоји да се обезбеди неопходан ниво њихове заштите и непосредно доприноси правилној примени методологија и других прописа.

У 2017. години, примљено је укупно 323 поднесака који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања, од којих су 186 жалбе које Агенција решава у управном поступку, као поверене послове, а 137 имају карактер различитих притужби физичких и правних лица или захтева за давање мишљења о примени прописа из надлежности Агенције.

Агенција је све примљене притужбе обрадила и доставила одговоре њиховим подносиоцима, уз прослеђивање предмета када је то потребно, надлежним државним органима на даљи поступак.

Што се тиче жалби за чије решавање је у другом степену надлежна Агенција, у 2017. години су обрађене све 186 примљене жалбе које су поднете из разлога прописаних Законом и то:

- због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену по захтеву за прикључење објекта купца или произвођача на систем за дистрибуцију електричне енергије или природног гаса (тзв. „ћутање управе“);
- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије или природног гаса којима се одбија захтев за прикључење на систем и
- на решења оператора дистрибутивног система електричне енергије којима се одобрава прикључење на систем, али се купци жале на трошкове прикључења, или техничке услове под којима је одобрено прикључење, или су жалбе поднете на процесне одлуке енергетских субјеката за дистрибуцију електричне енергије о обустави поступка или одбацивању захтева.

Највише жалби је изјављено на акта оператора дистрибутивних система електричне енергије и то 182 жалбе, док су 4 жалбе изјављене на акт оператора дистрибутивног система природног гаса.

У циљу смањења броја жалби и уједначавања праксе оператора дистрибутивног система електричне енергије у поступцима по захтевима за прикључење објеката правних или физичких лица на електроенергетску мрежу, Агенција је наставила са праксом да почетком године анализира све примљене жалбе и утврди најчешће разлоге за поништавање решења о прикључењу у поступцима вођеним по жалбама. Да би се смањио број незаконитих решења донетих од стране привредног друштва за дистрибуцију електричне енергије, и у 2017. години су организовани састанци са овим енергетским субјектом, на којима је Агенција указала на најчешће повреде процесних, али и материјално-правних прописа, који доводе до доношења незаконитих решења, као и на законом прописане обавезе енергетских субјеката у поступку прикључења.

Тренд пораста броја жалби је незнатно порастао у 2017. години, па ће Агенција и у наредном периоду наставити рад са стручним лицима оператора дистрибутивног система електричне енергије, односно природног гаса, који одлучују по захтевима за прикључење на систем.

Од оснивања Агенције, закључно са 2017. годином, поднета је 71 тужба Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену (Табела 7-2)

Табела 7-2: Број тужби поднетих Врховном/Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену

Година	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	укупно
Број тужби	4	2	9	12	7	4	8	7	6	11	71

По свим поднетим тужбама исход је био или одбијање или одбацивање тужбе.

7.2.5 Међународне активности

У складу са Законом о енергетици, потврђеним међународним уговорима и одлукама Савета, Агенција сарађује са регулаторним телима других држава, као и са другим међународним органима и организацијама.

7.2.5.1 Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)

Потписивањем и ратификовањем „Уговора о оснивању Енергетске заједнице“ 25. октобра 2005. године у Атини, који је ступио на снагу 01. јула 2006. године, земље југоисточне Европе (и УНМИК за АПКМ) и ЕУ су започеле процес стварања Енергетске заједнице (ЕнЗ) са циљем проширења унутрашњег тржишта енергије ЕУ на регион југоисточне Европе. Уговор је закључен на период од 10 година, а одлуком Министарског савета од 24. октобра 2013. његово трајање је продужено до 2026. године. Такође, на основу одлука Министарског савета, кроз имплементацију 3. енергетског пакета у Закон, уведене су неке надлежности Секретаријата ЕнЗ у уређењу националног енергетског сектора.

Уговором о оснивању ЕнЗ је дефинисан и институционални оквир потребан за њено функционисање: Министарски савет, Стална група на високом нивоу, Регулаторни одбор ЕнЗ, Секретаријат ЕнЗ, Форум за електричну енергију и Форум за гас. Накнадно су установљени Форум за нафту и Социјални форум.



Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице

У складу са обавезама које проистичу из Уговора о оснивању ЕнЗ, Агенција активно учествује у раду институција ЕнЗ²¹, водећи при томе рачуна о заштити интереса купаца, као и о положају и циљевима електроенергетске и гасне привреде Републике Србије и уз координацију са државним органима у оквиру надлежности утврђених законом. Агенција учествује у раду Регулаторног одбора ЕнЗ који је саветодавно тело Министарског савета ЕнЗ са могућим извршним функцијама, као и у раду Форума за електричну енергију и Форума за природни гас.

Агенција је дала запажен допринос разради организације и начина функционисања регионалног и паневропског тржишта електричне енергије и природног гаса, кроз активно учешће у раду институција ЕнЗ и стручних тимова основаних у оквиру тих институција. Представник Агенције председава Радном групом за електричну енергију Регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB WG-E) од почетка 2007. године, а неколико представника Агенције председава и подгрупама ECRB-а. Ефикасност рада ових тела би се могла унапредити ажурирном припремом и благовременим достављањем материјала за њихове седнице.

Агенција је у 2017. години учествовала у следећим активностима регулаторног одбора ЕнЗ (ECRB):

Стратешке и заједничке активности

- сарадња са удружењима регулаторних тела из области енергетике - Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (Agency for Cooperation of Energy Regulators - ACER), Саветом европских регулаторних тела за енергетику (Council of European Energy Regulators - CEER), Регионалном асоцијацијом регулаторних тела за енергетику (Energy Regulators Regional Association - ERRA) и Медитеранским регулаторним телима за енергетику (Mediterranean Regulators - MedReg).

Електрична енергија

- подршка и праћење активности интеграције тржишта електричне енергије у југоисточној Европи и његовог функционалног интегрисања у паневропско тржиште електричне енергије; саставни део ове активности су: израда полугодишњих извештаја о механизмима расподеле капацитета на интерконекторима; израда полугодишњих извештаја о спровођењу Регионалног акционог плана за интеграцију тржишта електричне енергије у југоисточној Европи; координисани регулаторни допринос пројектима спајања дневних тржишта у региону; израда заједничких препорука ECRB националним регулаторним телима за усвајање правила аукција Канцеларије за координисане аукције за расподелу преносних капацитета на интерконективним водовима (SEE CAO) и надзор усаглашености са правилима транспарентности, сагласно захтевима Уредбама Европске комисије бр. 714/2009 и 543/2013;
- анализа баланских механизма у региону југоисточне Европе и сагледавање могућности њиховог унапређивања: преглед постојећих механизма за обрачун дебаланса и координисани допринос пројектима интеграције баланских тржишта у оквиру Берлинског процеса и
- праћење функционисања тржишта електричне енергије у Енергетској заједници: праћење прекограничне трговине електричном енергијом у југоисточној Европи, сагласно Смерницама за надзор тржишта Југоисточне Европе²², коришћењем базе података за надзор тржишта и веб интерфејса; израда полугодишњих извештаја о праћењу тржишта; израда препоруке о интерпретацији индикатора праћења тржишта; преглед стања развоја veleпродајних тржишта електричне енергије, сагласно ЕУ пракси (коришћењем индикатора ACER за оцену стања на великопродајном тржишту електричне енергије).

Природни гас

- анализа тарифа за транспорт гаса у региону у контексту припрема за имплементацију ЕУ мрежних правила за транспортне тарифе;
- наставак прошлогодишње активности упоредне анализе регулаторног третмана техничких и комерцијалних губитака у гасним мрежама у Енергетској заједници и

²¹ Трошкове учешћа представника Агенције у раду институција Енергетске заједнице надокнађује Секретаријат Енергетске заједнице

²² Овај пројекат подржао је USAID кроз финансирање консултантске помоћи

- учешће у раду гасне регионалне иницијативе југ-југоисток (Gas Regional Initiative South South-East; GRI SSE) Европске Уније. Крајем 2016. године, АЕРС је постала копредседавајуће регулаторно тело ове регионалне иницијативе.

Малопродајно тржиште електричне енергије и природног гаса и заштита социјално угрожених купаца

- праћење регулаторних механизма комуникације са потрошачима и њиховог обавештавања у условима либерализације малопродајних тржишта енергије;
- израда извештаја о функционисању малопродајних тржишта електричне енергије и природног гаса у Енергетској заједници;
- подршка и достављање података ACER за потребе израде Годишњих извештаја ACER
- упоредна анализа регулаторног оквира у Енергетској заједници за затворене дистрибутивне системе;
- упоредни преглед квалитета испоруке и снабдевања природним гасом.

Инфраструктура

Представници Агенције учествују у активностима радних група за пројекте од интереса за Енергетску заједницу (тзв. PECT групе), чији је циљ израда предлога листе приоритетних гасних и електроенергетских инфраструктурних пројеката. Након усвајања листе од стране Министарског савета, ови пројекти се квалификују за олакшице у погледу издавања дозвола, као и регулаторне и финансијске подстицаје (уколико су испуњени одређени додатни услови, дефинисани националним прописима).

Нова регулатива Енергетске заједнице

Представници Агенције учествују у активностима ад-хок радних група, чији је циљ давање стручних мишљења о регулаторним аспектима предлога нових аката институција Енергетске заједнице (пре свега оних којима се адаптирају ЕУ мрежна правила за електричну енергију и природни гас).

7.2.5.2 Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)

Саставни део тзв. Берлинског процеса, иницираног на Самиту за Западни Балкан августа 2014. године, чине и активности везане за енергетски сектор које се односе на финансирање приоритетних регионалних инфраструктурних пројеката кроз ИПА вишекориснички програм, као и спровођење реформских мера (тзв. „меке мере“) којима се подстиче развој регионалног тржишта електричне енергије. Најважнији заједнички реформски циљеви ове иницијативе су интеграција дневних (spot) тржишта електричне енергије (тзв. „market coupling“), интеграција баланских тржишта и максимизација користи од постојеће канцеларије за координисане аукције (преносних капацитета на интерконекторима) Југоисточне Европе.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: функционално раздвајање оператора дистрибутивног система, сертификација оператора преносног система, остваривање сарадње са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), спајање дневних (spot) тржишта електричне енергије („market coupling“) са суседним тржиштима и др.

Потписивањем „Меморандума о разумевању о развоју тржишта електричне енергије на Западном Балкану и успостављању оквира за даљу сарадњу“ 26. априла 2016. године, министарства, регулаторна тела, оператори преносног система и берзе електричне енергије из региона су се сагласиле да ће, кроз израду и спровођење Програма интеграције дневних тржишта електричне енергије и Програма прекограничне сарадње у погледу балансирања, остварити спајање дневних тржишта са бар једним суседом до 1. јула 2018. године, односно успоставити сарадњу у прекограничној размени баланских услуга до 31. децембра 2018. године. Сагласно одредбама Меморандума WB6 (Анекси 1 и 2), 2016. године конституисани су Програмски управљачки комитет за интеграцију дневних тржишта (PSC DAMI - Programme Steering Committee for Day-ahead Market Integration) и Програмски управљачки комитет за прекогранично балансирање (PSC XB - Programme Steering Committee for Cross-border balancing) чија је улога програмско (пројектно) управљање процесима спајања дневних и баланских тржишта електричне енергије у региону и шире, а у којима учествују и представници Агенције.

7.2.5.3 CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива

CESEC иницијатива је покренута Меморандумом о разумевању између потписница из Западног Балкана, Црноморског региона и ЕУ са циљем координисања подршке прекограничним трансевропским инфраструктурним пројектима (којима се диверсификује снабдевање региона гасом) и хармонизације релевантних прописа.

Активностима CESEC управља Група на високом нивоу (CESEC High Level Group, HLG), чији су циљеви убрзање завршетка пројеката изградње интерконективних цевовода који се суочавају са тешкоћама у спровођењу, идентификација и подршка изградњи ограниченог броја инфраструктурних пројеката у

централној и југоисточној Европи, идентификација препрека остварењу ових пројеката (нпр. препреке регулаторне природе, режим издавања дозвола, техничке и финансијске препреке), као и спровођење акционог плана који укључује пројектно - специфичне техничке, финансијске и регулаторне мере, са циљем да се те препреке уклоне.

Агенција за енергетику, у оквиру својих надлежности, доприноси спровођењу активности предвиђених овом иницијативом, као што су: сертификација оператора транспортног система, операционализација механизма расподеле капацитета на интерконективним тачкама и механизма управљања загушењима, остваривање сарадње са Агенцијом за сарадњу енергетских регулаторних тела (ACER), регионална интеграција тржишта гаса, и др.

У 2017. години област деловања CESEC иницијативе проширен је и на области тржишта електричне енергије, енергетске ефикасности и обновљивих извора енергије.

7.2.5.4 Регионална асоцијација регулатора у енергетици (ERRA)

Агенција је пуноправни члан ERRA (Energy Regulators Regional Association), струковног удружења регулатора чији је циљ унапређивање сарадње, размена искустава и изградња капацитета чланица. ERRA удружује регулаторе из југоисточне и источне Европе, из земаља бившег СССР-а, NARUC – удружење регулатора САД, као и регулаторе неких земаља Азије и Африке. У циљу изградње капацитета и размене искустава са другим националним регулаторним телима у више области теорије и праксе регулације (регулација цена, конкуренција и тржиште енергије, лиценцирање, итд.), као и сагледавања могућности њихове примене у Србији, представници Агенције су у 2017. години учествовали у активностима ERRA Комитета председавајућих, Комитета за лиценце и тржиште и Комитета за тарифе и цене.

7.2.5.5 Европске интеграције

Представници Агенције су учествовали у раду Одбора за спровођење Споразума о стабилизацији и придруживању - Пододбор за транспорт, енергетику, заштиту животне средине, климатске промене и регионални развој, на којима су представили стање спровођења обавеза из њене надлежности, а које се односе на регулаторна питања у енергетском сектору и регионалне интеграције.

Представници Агенције су учествовали и у раду Подгрупе за енергетику Стручне групе координационог тела за припрему и преговоре о приступању Србије ЕУ (ПГ 15 - Енергетика).

8. ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ

Финансијско пословање Агенције за 2017. годину се одвијало у складу са Финансијским планом за 2017, као и са последње одобреним планом Агенције за 2015. годину од стране Народне скупштине. Планом су утврђени укупни приходи и расходи Агенције, укључујући и резерве за непредвиђене издатке, као и елементи за целовито сагледавање политике зарада и запослености. Агенција је, у складу са обавезама из Закона о енергетици, у октобру 2016. године Народној скупштини доставила на сагласност Финансијски план за 2017. годину, који она до краја 2017. није разматрала. Такође је, у законском року, крајем октобра 2017. Народној скупштини дат на сагласност Финансијски план за 2018. годину.

У овом извештају је приказано планирано и остварено коришћење средстава по наменама, из прихода добијених, у складу са Законом о енергетици и Финансијским планом, из накнаде за издавање лиценци, дела тарифе за приступ и коришћење система - регулаторне накнаде, донација и рефундација и финансијских и осталих прихода.

Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2017.

Ред. бр.	Приходи	Остварено 2016	План 2017	Остварено 2017
1	Приход од лиценци	39.851.740	39.440.000	34.750.000
2	Приход од регулаторне накнаде	144.904.460	145.515.903	161.679.956
3	Пренети вишак прихода из претходне године	0	15.420.202	0
4	Приход од донација и рефундација	1.939.032	1.827.617	2.063.284
5	Финансијски и остали приходи	206.878	137.799	62.475
6	Наплаћена исправљена потраживања	22.381.248	33.571.872	33.571.872
	УКУПАН ПРИХОД	209.283.358	235.913.393	232.127.588

Напомене о приходима:

Приход од накнада за трошкове издавања лиценци у 2017. години је обрачунат према Одлуци о висини трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, на коју је сагласност дало Министарство финансија ("Службени гласник РС", бр. 13/16) и по којој је одређена висина накнаде за издавање лиценце за поједине енергетске делатности. Ова накнада се утврђује једнократно, односи се на цео период важења лиценце од 10 година и наплаћује приликом подношења захтева.

У складу са тим, обрачунати су приходи од накнада за лиценце за 2017. годину у укупном износу од 34.750.000 динара. Од тог укупног износа, део прихода који се односи на укупно 202 донета решења за обављање енергетске делатности и измене раније издатих решења, у 2017. години износи 24.998.000 (претходне 2016. по овом основу остварено је 30.546.740 динара). Други део укупног износа прихода од накнада за лиценце за 2017. годину у износу од 9.752.000 динара чине уплате на име 79 поднетих захтева током 2017. године за издавање нових решења или измене постојећих, који ће бити у обради и у 2018. години (претходне 2016. по овом основу остварено је 9.305.000 динара).

Приход од регулаторне накнаде, односно од дела тарифе за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије, транспорт природног гаса и транспорт нафте нафтеводима, у 2017. години је износио 161.679.956 динара, што чини 70% укупног прихода Агенције, а 82 % пословних прихода 2017. године. Накнада се обрачунава квартално током године у складу са Методологијом и дефинисаним процедурама и зависи од висине максимално одобреног прихода енергетских субјеката и датума од када се примењују одобрене одлуке енергетских субјеката о ценама. У обрачуну ове накнаде дошло је до повећања износа у 2017. године у односу на план 2017. за укупно од 16.164.053,00 динара због промена цена приступа преносној мрежи ЕМС а.д. од 1.03.2017.године односно промене цене транспорта природног гаса за Угоросгаз д.о.о. Ниш 1.05.2017.године. Укупно обрачунати приход 2017. године на име регулаторних накнада повећао се за 11,1 % у односу на укупно планирани годишњи износ.

Приходи од донација и рефундација се формирају у висини документованих трошкова службених путовања, а у овом случају то су рефундације дела трошкова службених путовања у иностранство од стране Секретаријата ЕнЗ из Беча у износу од 2.030.040 динара (по основу Уговора о оснивању ЕнЗ покрива трошкове смештаја и превоза за учеснике одређених састанака ове институције). Ова група прихода обухвата и обрачун амортизације за део опреме – намештаја , сразмерно за 2017. годину у износу од 33.270 динара, који терети набавну вредност опреме добијене из донације ЕУ у 2005. и 2006. години и као такав се приходује. С обзиром да су донирана средства у највећој мери отписана, учешће амортизације ових средстава у приходима је минимално и из године у годину се смањује. С друге стране, због повећаног учешћа запослених у активностима радних група ЕнЗ, иако је због промене курса евра ефекат девизно-

динарског прерачуна негативан, приходи по овом основу су нешто већи у односу на план 2017. као и од остварења у 2016.години.

Финансијске приходе чине приходи по основу позитивних ефеката валутне клаузуле у уговору о закупу, као и остали непословни и ванредни приходи и рефундације, у укупном износу од 62.475 динара.

Приходе од наплаћених исправљених потраживања у 2017.години у износу од 33.571.872 динара, чине исправљена потраживања 2016. године за регулаторну накнаду ЈП Србијагас, а која су наплаћена у 2017. години.

У 2017. години је исказан вишак прихода над расходима у укупном износу од 28.259.846 динара, који се не расподељује, већ се преноси у наредну 2018. годину као нераспоређена добит.

Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2017.

Ред. број	Расходи	динара		
		Планирано и одобрено 2015.	Планирано 2017.	Остварено 2017.
1	Трошкови материјала, горива и енергије	3.843.799	4.005.273	3.702.628
1.1	- трошкови материјала (режијски, канцелариски, разно)	1.621.103	1.824.387	1.392.432
1.2	- трошкови горива и енергије	2.222.696	2.180.886	2.310.196
2	Трошкови зарада, накнада зарада и остали лични расходи	122.697.914	132.573.533	120.685.866
2.1	- трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	95.130.296	100.315.044	93.375.365
2.2	- трошкови доприноса на терет послодавца	17.028.323	18.069.688	16.714.190
2.3	- накнаде по осталим уговорима	70.574	1.508.474	1.042.842
2.4	- остали лични расходи и накнаде	10.468.721	12.680.327	9.553.469
3	Трошкови производних услуга	23.966.284	28.941.149	27.075.608
3.1	- трошкови транспортних услуга	1.966.959	1.984.411	1.852.116
3.2	- услуге одржавања	1.931.170	2.272.356	1.723.325
3.3	- закупнине	16.839.216	20.905.517	20.475.746
3.4	- реклама и рекламни материјал	165.000	187.000	161.981
3.5	- остале услуге	3.063.939	3.591.865	2.862.440
4	Амортизација и резервисање	4.458.429	3.762.288	3.451.176
5	Нематеријални трошкови	23.739.213	29.684.580	15.074.998
5.1	- непроизводне услуге	9.394.874	14.347.577	3.661.724
5.2	- репрезентација	279.746	210.856	293.770
5.3	- премије осигурања	423.572	335.717	322.728
5.4	- платни промет	257.683	193.879	236.176
5.5	- чланарине	425.000	922.500	434.018
5.6	- трошкови пореза и накнада	377.599	421.848	417.606
5.7	- остали нематеријални трошкови (садржи умањење зарада за 10%)	12.580.739	13.252.203	9.708.980
	ПОСЛОВНИ РАСХОДИ	178.705.639	198.966.823	169.990.276
6	Финансијски и остали расходи	20.087.546	36.946.570	33.877.466
	УКУПНИ РАСХОДИ	198.793.185	235.913.393	203.867.742
7	Финансијски резултат - вишак прихода над расходима	10.490.173		28.259.846
	СВЕГА РАСХОДИ=ПРИХОДИ	209.283.358	235.913.393	232.127.588

Напомене о расходима:

У 2017. години обрачунати расходи износе укупно 203.867.742 динара и мањи су од укупно планираних расхода за 2017. за 13,5%, а од планираних и одобрених за 2015. већи за 2,5 %. На овакво кретање укупних расхода превасходно су утицали остали расходи који се односе на отписе и исправке потраживања старија од 60 дана који су у 2017.години порасли за 69% у односу на исте у 2015.години. При томе, остварени пословни расходи у 2017.години су за 5% нижи од планираних и одобрених расхода за 2015. годину односно за 14,6% су нижи у односу на планиране пословне расходе за 2017.годину.

Све главне позиције остварених расхода су у нивоу или испод износа планираних за 2017.годину као и у односу на износе из плана за 2015. годину, задње усвојеног финансијског плана Агенције. Изузетак чине трошкови производних услуга који су у нивоу планираних за 2017. али су за око 13 % већи од планираних за 2015. годину.

Објашњење за ово одступање је проширење закупа пословног простора од априла 2016. због планираног и делимично оствареног плана повећања броја запослених (2015. је било запослено 38 сарадника у Агенцији, 2016. и 2017. запослено је још 4 сарадника, укупно 42 сарадника од планираних 51, односно одобрених 47 запослених од стране Скупштине Србије).

Трошкови материјала и енергије су мањи за 8% у односу на план за 2017. и за 4% мањи у односу на последње одобрени план Агенције за 2015. годину, због крајње рационалног трошења и штедње разног канцеларијског и осталог режијског материјала, уз додатну напомену да су трошкови горива и електричне енергије већи од планираних 2015. за око 4 %, због раста цена енергената.

Трошкови обрачунатих зарада, накнада зарада, осталих уговора и остали лични расходи запослених су у укупном износу за 9 % мањи од планираних за 2017. годину, а за 1,8 % мањи од планираних и одобрених за 2015. годину.

Саме зараде запослених су у нивоу последње одобреног плана за 2015. годину, где су остварени трошкови зарада, накнада зарада и осталих уговора 43 запослених и повремено ангажованих по осталим уговорима у 2017. години нешто су мањи у односу на план 2015. (1 %). План зарада за 2015. се заснивао на просечном броју запослених од 47 (према динамици запошљавања током године), а 2017. је било запослено просечно 42, тако да је закључак да се зараде нису повећавале појединачно, већ само за новозапослене (2015. било стварно 38 запослених, а 2016. и 2017. године 42 запослених).

На име умањења нето зарада запослених, у складу са Законом о привременом умањењу основица запослених у јавном сектору, укупно је обрачунато и умањено у исплати запосленима и уплаћено у Буџет РС 9.664.557 динара.

Један од највећих проблема са којима се већ више година суочава Агенција је одлазак квалитетних кадрова (укупно је десеторо запослених напустило Агенцију од почетка њеног рада, што представља одлив од близу 30% укупног броја запослених у стручним службама) и отежан пријем нових и неопходних кадрова. Ова појава је свакако последица вишегодишњег знатно споријег раста зарада у Агенцији у односу на јавни и приватни сектор у области енергетике, што се, у условима ограниченог пријема запослених, одражава и на динамику обављања послова додељених Агенцији. Током 2016. године, у Агенцији су примљена 4 нова сарадника, тако да на крају 2016. као и 2017. години Агенција има укупно 42 стално запослена, укључујући и чланове Савета, од којих је 88% са високом школском спремом.

Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених

Стручна спрема	Стање 31.12.2016		План 2017		Стање 31.12.2017	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
Доктори наука	2	4,8	2	3,9	3	7,1
Магистри	2	4,8	2	3,9	2	4,8
Висока стручна спрема	33	78,6	42	82,4	32	76,2
Виша стручна спрема	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Средња стручна спрема	4	9,5	4	7,8	4	9,5
Нижа стручна спрема	1	2,3	1	2,0	1	2,4
Укупно	42	100,0	51	100,0	42	100,0

За Агенцију је карактеристична и виша просечна старост запослених, тако да је просечан радни стаж запослених на дан 31.12.2017. био 24 године. Оваква старосна структура запослених је и очекивана, имајући у виду природу високо специјализованог посла којим се Агенција бави, као и одговарајуће захтеве за искуством приликом пријема запослених.

Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу

Радни стаж	Стање 31.12.2016		План 2017		Стање 31.12.2017	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
do 5 god.	1	2,38	4	7,84	1	2,38
od 6 - 10 god.	2	4,76	5	9,80	0	0
od 11 - 15 god.	7	16,67	8	15,69	6	14,28
od 16 - 20 god.	11	26,19	10	19,61	9	21,43
od 21 - 25 god.	6	14,29	9	17,65	10	23,81
od 26 - 30 god.	4	9,52	4	7,84	3	7,14
od 31 - 35 god.	8	19,05	6	11,76	6	14,29
> 35 god.	3	7,14	5	9,80	7	16,67
Укупно	42	100,00	51	100,00	42	100,00

Трошкови производних услуга су у укупном износу мањи од планираних за 2017. годину за 6%, али у поређењу са 2015. годином су порасли за 8%, због проширења пословног простора и повећаних трошкова закупа, везано за пријем нових сарадника у 2016. години и потребу за већим простором. С обзиром да молба Агенције поднета још 2006. године да се за њу обезбеди пословни простор у неком од објеката којим располаже држава, као ни накнадни покушаји, нису дали резултате, Агенција је покушавала да на тржишту потражи повољнији простор за свој рад, али ти покушаји нису дали жељене резултате, јер је нижа цена закупа подразумевала или значајнија улагања у адаптацију просторија или пак пресељење на локације које су биле знатно удаљене од институција са којима Агенција има редовну комуникацију. Отуда је главна активност по овом питању била усмерена на смањивање цене закупа постојећег простора у складу са кретањем на тржишту. На тај начин је првобитна цена од 19 €/м² смањена на нешто испод 11 €/м², што је упоредиво са тржишном ценом, с обзиром на локацију и додатне услуге које су сада на располагању Агенцији (трошкови инвестиционог одржавања и потребне адаптације, места за паркирање, обезбеђење, додатно коришћење велике сале за скупове). Агенција ће настојати у наредном периоду да трајно и повољније реши питање пословног простора.

Нематеријални трошкови су на нивоу од 51 % у односу на планиране 2017. а 64 % у односу на планиране 2015. због тога што ни ове 2017. године није реализовано планирано ангажовање консултаната у вези са очекиваним учешћем Агенције у ИПА пројектима. Планирани трошкови обавезних чланарина међународним енергетским асоцијацијама су такође мањи од планираних за 2017. годину, па су тако остали на нивоу 2015. године (нешто мало више због валутне клаузуле).

Поред нереализованих планираних трошкова консултантских услуга и чланарина, значајније су мањи од планираних и други трошкови непроизводних услуга (службено оглашавање, здравствени систематски прегледи, стручно усавршавање запослених, ревизија финансијских извештаја) што је и утицало на мањи укупан ниво ових трошкова.

Финансијски и остали расходи су за 2017. годину нешто мањи од планираних за 2017. али значајно већи од планираних за 2015. (67%) због привремене рачуноводствене исправке ненаплаћених потраживања за регулаторну накнаду (ненаплаћена потраживања старија од 60 дана) у износу од 33.571.872 динара.

Исправка вредности ненаплаћених потраживања за регулаторну накнаду на дан 31.12.2017. године у укупном износу од 33.571.872 динара, извршена је на основу Правилника о рачуноводству и рачуноводственим политикама. Исправка по овом основу чини 17% обрачунатог прихода од накнада за лиценце и регулаторне накнаде. Овај податак указује да је ризик по основу наплате потраживања увек присутан, због сталних промена у пословању енергетских субјеката, што је и досадашње искуство, а реално је очекивати да ће се наставити и у наредном периоду.

Сходно томе, ради обезбеђења континуираног и поузданог рада Агенције, кумулирани реализовани вишак прихода над расходима из ранијих година као и 2017. године, је адекватна резерва у оперативном расположивим новчаним средствима и једини облик билансне ставке „Капитал“. Тиме се постиже одређена сигурност у пословању Агенције у условима када, сходно законским оквирима, не постоје никакви други извори финансирања на које се може рачунати у пословању Агенције.

Агенција је из сопствених средстава набављала опрему у периоду 2007 – 2017. године, како је наведено у Табели 8-5, а такође је реализовала набавке током 2017. године, увек у складу са планом набавки и јавних набавки и то углавном ради замене дела отписаних основних средстава, пре свега рачунарске опреме.

Табела 8-5: Набавка основних средстава Агенције

Набавка	динара						
	2007-2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Путничка возила	4.913.209	2.126.167	0	0	0	0	0
Рачунарска опрема, софтвер, мрежа	11.655.537	2.544.052	2.478.749	2.387.880	2.877.402	3.636.630	4.149.332
Канцеларијски намештај и опрема	2.152.575	392.217	239.964	444.800	0	887.342	321.121
Телефони, телефонска централа, контрола приступа	880.011	120.694	137.525	446.060	287.172	399.968	301.494
Видео надзор, мрежа	1.060.207	0	0	0	0	0	0
Укупно	20.661.539	5.183.130	2.856.238	3.278.740	3.164.574	4.923.940	4.771.947

Неотписана вредност сталне имовине на дан 31.12.2017. године, износи 12.026.138 динара, што чини 62% набавне вредности активних средстава, али 26 % набавне вредности свих средстава у употреби без обзира на степен отписаности, што указује на висок степен амортизованости и потребу редовног праћења употребљивости опреме и њеног обнављања.

Сходно законској обавези, у складу са Законом о енергетици, извршена је ревизија годишњег финансијског извештаја за 2017. годину од стране овлашћеног ревизора. По мишљењу ревизора „финансијски извештај приказује истинито и објективно, по свим материјално значајним питањима, финансијски положај Агенције за енергетику Републике Србије, Београд, на дан 31. децембра 2017. године, као и резултат пословања и токове готовине за годину која се завршила на тај дан, у складу са рачуноводственим прописима важећим у Републици Србији“.

Током 2017. године Државна ревизорска институција је извршила контролу финансијских извештаја и правилности пословања за 2016. годину у Агенцији за енергетику Републике Србије, и након тога је донела и одговарајуће препоруке за отклањање пропуста.

После предузетих мера и активности Агенција је добила мишљење Државне ревизорске институције да су предузете мере на основу датих препорука задовољавајуће.

Садржај табела

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2011 - 2016.....	5
Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2017. (без АПКМ).....	13
Табела 3-2: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2017. (без АПКМ).....	14
Табела 3-3: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2017. (без АПКМ).....	15
Табела 3-4: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2008 – 2017. (без АПКМ).....	16
Табела 3-5: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему.....	19
Табела 3-6: Тарифе за приступ преносном систему од 01.3.2017.....	19
Табела 3-7: Остварене просечне цене приступа преносном систему.....	19
Табела 3-8: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга.....	21
Табела 3-9: Средње месечне вредности НТС за смер улаза у Србију у 2017.....	22
Табела 3-10: Средње месечне вредности НТС за смер излаза из Србије у 2017.....	22
Табела 3-11: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2017.....	22
Табела 3-12: Подаци о спроведеним заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2017.....	23
Табела 3-13: Подаци о спроведеним заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2017.....	24
Табела 3-14: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2009-2017.....	24
Табела 3-15: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2017.....	25
Табела 3-16: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2017.....	25
Табела 3-17: Основни показатељи остварења плана преноса без АПКМ.....	25
Табела 3-18: Транзит електричне енергије по месецима у току 2017. (физички токови).....	25
Табела 3-19: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ).....	26
Табела 3-20: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ).....	28
Табела 3-21: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему.....	29
Табела 3-22: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2008 – 2017.....	30
Табела 3-23: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2008. до 2017.....	31
Табела 3-24: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2017.....	33
Табела 3-25: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2008-2017.....	34
Табела 3-26: Број мерних места у 2016. и 2017.....	35
Табела 3-27: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси).....	36
Табела 3-28: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси).....	41
Табела 3-29: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце.....	42
Табела 3-30: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси).....	43
Табела 3-31: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси).....	43
Табела 3-32: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена по активностима (без ПДВ и такси).....	44
Табела 3-33: Промена снабдевача по мерним местима у 2017.....	44
Табела 3-34: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2009 - 2017.....	49
Табела 3-35: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2017.....	52
Табела 3-36: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2017.....	52
Табела 3-37: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије.....	55
Табела 3-38: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2017.....	56
Табела 3-39: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2013-2017.....	56
Табела 3-40: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2014-2017.....	56
Табела 3-41: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2017.....	58
Табела 3-42: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2017.....	58
Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2010 - 2016.....	61
Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2010 - 2017.....	61
Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система.....	61
Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2012 - 2017.....	63
Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке стање на крају 2017.....	63
Табела 4-6: Планови преузимања и реализација планова преузимања МУ/МРС.....	64
Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2016. и 2017.....	65
Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2016. и 2017.....	66
Табела 4-9: Структура потрошње у 2016. и 2017.....	66
Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса.....	68
Табела 4-11: Транспортване количине природног гаса у периоду 2015-2017.....	69
Табела 4-12: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса.....	72
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2015-2017.....	73
Табела 4-14: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту).....	74
Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2016. и 2017.....	75
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање.....	76
Табела 4-17: Прекиди на транспортним системима према узроцима.....	82
Табела 4-18: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде.....	83
Табела 4-19: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде.....	83
Табела 4-20: Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима.....	83
Табела 4-21: Захтеви за прикључење.....	84
Табела 4-22: Прикључење објеката.....	84
Табела 5-1: Цена приступа систему.....	89
Табела 6-1: Укупан месечни приход као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2017.....	95
Табела 6-2: Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине.....	95
Табела 6-3: Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње.....	96
Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2017.....	96
Табела 6-5: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2017.....	97
Табела 6-6: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2017.....	97
Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2017.....	112
Табела 8-2: Укупни расходи Агенције у 2017.....	113

Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених.....	114
Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу.....	115
Табела 8-5: Набавка основних средстава Агенције.....	116

Садржај слика

Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2015.....	5
Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2015.....	6
Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2017.....	9
Слика 2-2: Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2017.....	10
Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора.....	12
Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2017. (без АПКМ).....	14
Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2017. (без АПКМ).....	15
Слика 3-4: Структура производње у 2017. (без АПКМ).....	16
Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2017.....	20
Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2017.....	29
Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије у 2017.....	30
Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2016. и 2017.....	32
Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2017.....	32
Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2017.....	33
Слика 3-11: Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2008-2017. (без АПКМ).....	35
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – прва половина 2017.....	37
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017.....	38
Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2017. сведена на паритет куповне моћи.....	39
Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - прва половина 2017.....	40
Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања.....	49
Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2017.....	50
Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2009 - 2017.....	50
Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2017.....	51
Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2017.....	53
Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2017.....	60
Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије.....	62
Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2017.....	66
Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса.....	73
Слика 4-5: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање.....	77
Слика 4-6: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2017.....	77
Слика 4-7: Цене природног гаса за домаћинства – прво полугодиште 2017.....	78
Слика 4-8: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2017.....	79
Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2017. сведена на паритет куповне моћи.....	80
Слика 4-10: Цене природног гаса за индустрију – прво полугодиште 2017.....	81
Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2017.....	87
Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице.....	109

Скраћенице и страни изрази

ACER	Европска агенција за сарадњу енергетских регулатора (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
АПКМ	Аутономна покрајина Косово и Метохија
Benchmarking	Упоредна анализа сличних (показатеља, предузећа, активности...)
CEER	Савет европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators)
БиХ	Босна и Херцеговина
DAMAS	Информациони систем ЈП ЕМС
ДС	Дистрибутивни систем
ЕнЗ	Енергетска заједница
ECRB	Регулаторни одбор ЕнЗ
ECRB WG	Радне групе Регулаторног одбора ЕнЗ
HHI	Herfindahl-Hirschman индекс – показатељ за ниво концентрације тржишта
ITC Agreement	Вишегодишњи пан-европски уговор оператора преносних система о међусобној надокнади трошкова коришћења суседних преносних мрежа
ЈИЕ	Југоисточна Европа
ЕМС АД	Електромержа Србије, акционарско друштво
ЈП ЕПС	Јавно предузеће Електропривреда Србије
mtoe	Милион тона еквивалентне нафте
NTC	Нето вредност прекограничног преносног капацитета (Net Transfer Capacities)
REMIT	Уредба о интегритету и транспарентности тржишта енергије на велико, No 1227/2011 Европског Парламента и Савета
Smart Grid	Напредна („паметна“) електрична мрежа опремљена дигиталним уређајима за мерење, даљинско прикупљање и дистрибуцију података и информација о понашању свих корисника мреже и управљање системом, у циљу побољшања поузданости и ефикасности система
МРЕ	Министарство рударства и енергетике
НИС	Нафтна индустрија Србије, А.Д.
ПД	Привредно друштво
РС	Република Србија
РСТ	Руско-српска компанија за трговину (Russian – Serbian Trading Corporation)
УНМИК	Привремена управа Уједињених нација на Косову (УНМИК - United Nations Interim Administration Mission in Kosovo), основана од стране Савета безбедности резолуцијом 1244 (1999)

Конверзиони фактори за јединице енергије

	kJ	kcal	kWh	kg en*
1 kJ	1	0,2388	0,000278	0,000024
1 kcal	4,1868	1	0,001163	0,0001
1 kWh	3 600	860	1	0,086
1 kg en	41 868	10 000	11,63	1

* килограма еквивалентне нафте



АГЕНЦИЈА за ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

11000 Београд

Теразије 5/У

Тел: + 381 11 6350130;

Факс: + 381 11 6350180

Е mail: aers@aers.rs

URL: www.aers.rs