

РЕПУБЛИКА СРБИЈА
НАРОДНА СКУПШТИНА
БЕОГРАД

ПРИМЉЕНО 31.05.2022

АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ
Број:299/2022-Д-И/2
Датум: 27.05.2022. године
Београд, Теразије 5/У

Орг. јед.	Број	Прилог	Вредност
05	02-497/22		

НАРОДНА СКУПШТИНА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

БЕОГРАД

У складу са одредбама члана 39. став 6. Закона о енергетици („Службени гласник Републике Србије“ бр. 145/14, 95/18-др.закон и 40/21) којима је утврђена обавеза Агенције за енергетику Републике Србије да једном годишње извештава Народну скупштину о свом раду, достављамо вам у прилогу овог дописа Годишњи извештај о раду Агенције за енергетику за 2021. годину који садржи Извештај о раду и финансијском пословању Агенције и Извештај о стању у енергетском сектору Србије, који је усвојио Савет Агенције за енергетику на 192. седници од 26. маја 2022. године.

Такође вас обавештавамо да је у складу са чланом 48. став 5. Закона о енергетици извршена и ревизија финансијског извештаја за 2021. годину, што потврђујемо Извештајем независног ревизора који достављамо у прилогу овог дописа.

Прилог: као у тексту

Достављено:
-Наслову
-Архиви

ПРЕДСЕДНИК САВЕТА



**АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ, БЕОГРАД**

**Финансијски извештаји
31. децембар 2021. године и
Извештај независног ревизора**

САДРЖАЈ

	Страна
Извештај независног ревизора	1 - 3
Финансијски извештаји:	
Биланс стања са стањем на дан 31. децембра 2021. године	
Биланс успеха за годину завршену на дан 31. децембра 2021. године	
Напомене уз финансијске извештаје	

ИЗВЕШТАЈ НЕЗАВИСНОГ РЕВИЗОРА

Савету Агенције за енергетику Републике Србије, Београд

Мишљење

Извршили смо ревизију финансијских извештаја Агенције за енергетику Републике Србије, Београд (у даљем тексту „Агенција“), који обухватају биланс стања на дан 31. децембра 2021. године и биланс успеха за годину завршену на тај дан, као и напомене уз финансијске извештаје које укључују сумарни преглед значајних рачуноводствених политика.

По нашем мишљењу, приложени финансијски извештаји дају истинит и објективан приказ, по свим материјално значајним аспектима, финансијске позиције Агенције на дан 31. децембра 2021. године и њене финансијске успешности за годину завршену на тај дан у складу са Законом о рачуноводству и осталим рачуноводственим прописима Републике Србије.

Основа за мишљење

Ревизију смо извршили у складу са стандардима ревизије примењивим у Републици Србији и Законом о ревизији Републике Србије. Наше одговорности у складу са тим стандардима су детаљније описане у одељку извештаја који је насловљен *Одговорности ревизора за ревизију финансијских извештаја*. Ми смо независни у односу на Агенцију у складу са Етичким кодексом за професионалне рачуновође Одбора за међународне етичке стандарде за рачуновође (IESBA Кодекс) и етичким захтевима који су релевантни за нашу ревизију финансијских извештаја у Републици Србији, и испунили смо наше друге етичке одговорности у складу са овим захтевима и IESBA Кодексом.

Сматрамо да су ревизијски докази које смо прибавили довољни и адекватни да нам пруже основу за наше мишљење.

Остала питања

Према Закону о рачуноводству (“Сл. Гласник РС”, бр. 73/2019 и 44/2021 – др. закон) Агенција је на основу финансијских извештаја за 2020. годину класификована као мало правно лице и сходно томе, није била у обавези да саставља извештај о осталом резултату, извештај о токовима готовине и извештај о променама на капиталу за годину која се завршава 31. децембра 2021. године.

Одговорност руководства и лица овлашћених за управљање за финансијске извештаје

Руководство је одговорно за припрему и фер презентацију ових финансијских извештаја у складу са Законом о рачуноводству и осталим рачуноводственим прописима Републике Србије и за оне интерне контроле за које одреди да су потребне за припрему финансијских извештаја који не садрже материјално значајне погрешне исказе, настале услед преваре или грешке.

При састављању финансијских извештаја, руководство је одговорно за процену способности Агенције да настави са пословањем у складу са начелом сталности, обелодањујући, по потреби, питања која се односе на сталност пословања и примену начела сталности пословања као рачуноводствене основе, осим ако руководство намерава да ликвидира Агенцију или да обустави пословање, или нема другу реалну могућност осим да то уради.

(наставља се)

ИЗВЕШТАЈ НЕЗАВИСНОГ РЕВИЗОРА

Савету Агенције за енергетику Републике Србије, Београд (наставак)

Одговорност руководства и лица овлашћених за управљање за финансијске извештаје (наставак)

Лица овлашћена за управљање су одговорна за надгледање процеса финансијског извештавања Агенције.

Одговорност ревизора за ревизију финансијских извештаја

Наш циљ је стицање уверавања у разумној мери о томе да финансијски извештаји, узети у целини, не садрже материјално значајне погрешне исказе, настале услед преваре или грешке; и издавање ревизорског извештаја који садржи мишљење ревизора. Уверавање у разумној мери означава висок ниво уверавања, али не представља гаранцију да ће ревизија спроведена у складу са стандардима ревизије примењивим у Републици Србији и Законом о ревизији Републике Србије увек открити материјално погрешне исказе ако такви искази постоје. Погрешни искази могу да настану услед преваре или грешке и сматрају се материјално значајним ако је разумно очекивати да ће они, појединачно или збирно, утицати на економске одлуке корисника донете на основу ових финансијских извештаја.

Као део ревизије у складу са стандардима ревизије примењивим у Републици Србији и Законом о ревизији Републике Србије, ми примењујемо професионално просуђивање и одржавамо професионални скептицизам током ревизије. Исто тако, ми:

- Вршимо идентификацију и процену ризика од материјално значајних погрешних исказа у финансијским извештајима, насталих услед преваре или грешке; осмишљавање и обављање ревизијских поступака који су прикладни за те ризике; и прибављање довољно адекватних ревизијских доказа да обезбеде основу за мишљење ревизора. Ризик да неће бити идентификовани материјално значајни погрешни искази који су резултат преваре је већи него за погрешне исказе настале услед грешке, зато што превара може да укључи удруживање, фалсификовање, намерне пропусте, лажно представљање или заобилажење интерне контроле.
- Стичемо разумевање о интерним контролама које су релевантне за ревизију ради осмишљавања ревизијских поступака који су прикладни у датим околностима, али не у циљу изражавања мишљења о ефикасности система интерне контроле Агенције.
- Вршимо процену примењених рачуноводствених политика и у којој мери су разумне рачуноводствене процене и повезана обелодањивања које је извршило руководство.
- Доносимо закључак о прикладности примене начела сталности пословања од стране руководства као рачуноводствене основе и, на основу прикупљених ревизијских доказа, о томе да ли постоји материјално значајна неизвесност у вези са догађајима или околностима који могу да изазову значајну сумњу у погледу способности Агенције да настави да послује у складу са начелом сталности пословања. Ако закључимо да постоји материјална неизвесност, дужни смо да у свом извештају скренемо пажњу на обелодањивања у вези са наведеним у финансијским извештајима или, ако таква обелодањивања нису адекватна, да модификујемо своје мишљење. Наши закључци заснивају се на ревизијским доказима прикупљеним до датума извештаја ревизора. Међутим, будући догађаји или околности могу за последицу да имају да Агенција престане да послује у складу са начелом сталности пословања.
- Вршимо процену укупне презентације, структуре и садржаја финансијских извештаја, укључујући обелодањивања, као и да ли су у финансијским извештајима основне трансакције и догађаји приказани на начин којим се постиже фер презентација.

(наставља се)

ИЗВЕШТАЈ НЕЗАВИСНОГ РЕВИЗОРА

Савету Агенције за енергетику Републике Србије, Београд (наставак)

Одговорност ревизора за ревизију финансијских извештаја (наставак)

Саопштавамо лицима овлашћеним за управљање, између осталог, планирани обим и временски распоред ревизије и значајне ревизијске налазе, укључујући евентуалне значајне недостатке у систему интерних контрола које смо идентификовали током ревизије.


Наташа Милојевић
Овлашћени ревизор
Косовска 1, 11000 Београд
20. април 2022. године





АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2021

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2021. ГОДИНУ



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2021. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2022.

САДРЖАЈ

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ	1
1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ	5
2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2020. ГОДИНИ	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	15
3.1.2.3. Дистрибуција	15
3.2. Остварена потрошња и производња	16
3.3. РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	17
3.3.1. Раздвајање оператора преносног система	18
3.3.2. Регулација цена	19
3.3.2.1. Трошкови прикључења на систем	19
3.3.2.2. Цене приступа систему	20
3.3.2.3. Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију	21
3.3.2.4. Цене помоћних услуга	22
3.3.2.5. Цене нестандартних услуга	22
3.3.3. Приступ прекограничним капацитетима	22
3.3.3.1. Расподела прекограничних капацитета и управљање загушењима	22
3.3.3.2. Годишња размена унутар и преко граница регулационе области	25
3.3.3.3. Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета	26
3.3.4. Пренете количине електричне енергије	26
3.4. РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	27
3.4.1. Раздвајање оператора дистрибутивног система	28
3.4.2. Регулација цена	28
3.4.2.1. Трошкови прикључења на систем	28
3.4.2.2. Цене приступа систему	29
3.4.2.3. Цене нестандартних услуга	30
3.4.3. Дистрибуирана количина електричне енергије	30
3.5. ЗАТВОРЕНИ ДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМИ	31
3.6. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	33
3.6.1. Билатерално тржиште електричне енергије	33
3.6.1.1. Велепродајно тржиште	33
3.6.1.1.1. Активности снабдевача	35
3.6.1.2. Малопродајно тржиште	40
3.6.1.2.1. Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима	40
3.6.1.2.2. Продаја електричне енергије крајњим купцима	41
3.6.1.2.3. Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	41
3.6.1.2.4. Продаја електричне енергије на слободном тржишту	47
3.6.1.2.5. Промена снабдевача	51
3.6.2. Гаранције порекла	52
3.6.3. Балансно тржиште електричне енергије	52
3.6.4. Организовано тржиште електричне енергије	53
3.6.5. Транспарентност	53
3.6.6. Регионално повезивање	54
3.7. ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	56
3.7.1. Непрекидно испоруке електричне енергије	56

3.7.1.1	Непрекидност испоруке са преносне мреже	56
3.7.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже	59
3.7.2	Квалитет електричне енергије	60
3.7.3	Комерцијални квалитет	60
3.7.3.1	Прикључење, обустава и искључење	61
3.7.3.2	Мерење и обрачун	61
3.7.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци	62
3.7.3.4	Корисничке услуге	62
3.8	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ	62
3.8.1	Прогноза потрошње	63
3.8.2	Производне могућности	63
3.8.3	Коришћење обновљивих извора енергије	64
3.8.4	Изградња нових преносних капацитета	67
3.8.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система	69
3.8.6	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи	70
3.8.7	Напредни мерни системи	71
4	ПРИРОДНИ ГАС	73
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	73
4.1.1	Организациона и власничка структура	73
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење	74
4.1.2.1	Производња	74
4.1.2.2	Транспорт	74
4.1.2.3	Дистрибуција	77
4.1.2.4	Складиштење	78
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	78
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА	80
4.3.1	Раздвајање оператора транспортног система	80
4.3.2	Регулација цена	82
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем	82
4.3.2.2	Цене приступа систему	82
4.3.2.3	Цене нестандартних услуга	82
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима	83
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима	83
4.3.4	Транспортоване количине природног гаса	84
4.3.5	Балансирање	84
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	85
4.4.1	Раздвајање оператора дистрибутивног система	85
4.4.2	Регулација цена	86
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем	86
4.4.2.2	Цене приступа систему	86
4.4.2.3	Цене нестандартних услуга	87
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса	87
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	88
4.5.1	Велопродајно тржиште	90
4.5.1.1	Снабдевање снабдевача	90
4.5.1.2	Регионално повезивање	90
4.5.2	Малопродајно тржиште	90
4.5.2.1	Продаја природног гаса на регулисаном тржишту	93
4.5.2.2	Промена снабдевача	98
4.6	ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	99
4.6.1	Непрекидност испоруке	99
4.6.1.1	Непрекидност испоруке са транспортних система	99
4.6.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивних система	100
4.6.2	Комерцијални квалитет	101
4.6.2.1	Прикључење, обустава и искључење	101

4.6.2.2	Пристап систему	101
4.6.2.3	Мерење и обрачун	101
4.6.2.4	Кориснички сервис	102
4.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	102
4.7.1	Прогноза потрошње природног гаса	102
4.7.2	Пројекти за повећање сигурности снабдевања	103
5.	СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА, БИОТЕЧНОСТИ, КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС, УТЕЧЊЕНИ ПРИРОДНИ ГАС И ВОДОНИК	104
5.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	104
5.1.1	Организациона и власничка структура нафтног сектора	104
5.2	КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ И ТРАНСПОРТ	105
5.2.1	Производња нафте, деривата нафте, биогорива, биотечности и водоника	105
5.2.2	Транспорт нафте и деривата нафте	107
5.3	РЕГУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СУБЈЕКТА ЗА ТРАНСПОРТ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА	108
5.3.1	Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата	108
5.3.2	Пристап систему за транспорт нафте и нафтних деривата	108
5.3.3	Цене приступа систему	109
5.4	ТРЖИШТЕ НАФТЕ, ДЕРИВАТА НАФТЕ, БИОГОРИВА, БИОТЕЧНОСТИ И ВОДОНИКА	109
5.4.1	Велепродајно тржиште	110
5.4.2	Малопродајно тржиште	111
6.	ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА	113
6.1	ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА	113
6.2	ЗАШТИТА КУПАЦА	113
6.2.1	Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце	114
6.2.2	Права крајњег купца на пристап подацима о сопственој потрошњи	114
6.2.3	Промена снабдевача	114
6.2.4	Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања	115
6.2.5	Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања	115
6.2.6	Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца	115
7.	ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ	122
7.1	ОСНОВНИ ПОДАЦИ О АГЕНЦИЈИ	122
7.1.1	Оснивање и делокруг рада Агенције	122
7.1.2	Организација Агенције	124
7.1.3	Независност и одговорност	125
7.2	Активности Агенције у 2021. години	126
7.2.1	Лиценцирање енергетских субјеката	126
7.2.2	Регулација цена	128
7.2.3	Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса	129
7.2.4	Одлучивање по жалбама	132
7.2.5	Међународне активности	133
7.2.5.1	Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB)	133
7.2.5.2	Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6)	137
7.2.5.3	CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива	137
7.2.5.4	Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици	137
7.2.5.5	Европске интеграције	138
8.	ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	139
	САДРЖАЈ ТАБЕЛА	145
	САДРЖАЈ СЛИКА	146
	СКРАЋЕНИЦЕ И СТРАНИ ИЗРАЗИ	147
	КОНВЕРЗИОНИ ФАКТОРИ ЗА ЈЕДИНИЦЕ ЕНЕРГИЈЕ	147

УВОДНЕ НАПОМЕНЕ

Сходно одредбама Закона о енергетици Републике Србије („Службени гласник РС”, бр. 145/14 и 95/18-др. закон) председник и чланови Савета Агенције за енергетику Републике Србије за свој рад и рад Агенције одговарају Народној скупштини Републике Србије, којој најмање једном годишње подносе извештај о раду. 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).

Савет Агенције за енергетику Републике Србије је изабран 22. марта 2018. године на седници Народне скупштине Републике Србије („Службени гласник РС” бр. 23/18), након спроведеног конкурса у складу са Законом о енергетици. У 2021. години одржано је укупно 52 седнице Савета Агенције за енергетику Републике Србије. Све одлуке о питањима из делокруга рада Агенције, у складу са Законом, доноси Савет Агенције. На седницама Савета Агенције за енергетику Републике Србије су донете одлуке, сагласности, решења, закључци и друга акта из области регулације цена, успостављања и надзора тржишта енергије, издавања и одузимања лиценци, организације рада Агенције и других послова из надлежности Савета. Агенција за енергетику Републике Србије је у 2021. години испуњавала обавезе које су јој Законом додељене и које су битне за примену закона и функционисање тржишта енергије у Србији. Изношењем својих ставова, имала је и запажену улогу у раду институција Енергетске заједнице (ЕНЗ), а пружала је и стручну подршку другим националним институцијама у њиховим активностима.

Сигурност снабдевања електричном енергијом, природним гасом и дериватима нафте у 2021. години је била задовољавајућа. Укупна потрошња електричне енергије у 2021. години је била већа за 4,9% у односу на 2020. годину. Повећана је потрошња свих крајњих купаца. У домаћинствима потрошња је повећана за 1,2%, осталих на ниском напону за 6,8%, купаца на средњем напону за 7,2% и купаца на високом напону за чак 13,8%. За потребе производње у термоелектранама и хидроелектранама потрошња је смањена за 5,8%. Укупна производња електричне енергије у 2021. години је била већа за 0,3% у односу на 2020. годину (при чему је производња у термоелектранама на угљу била мања за око 11,4%, а у хидроелектранама повезаним на преносни систем је производња била већа за 23% електричне енергије због повољнијих хидролошких услова, док је у ветроелектранама повезаним на преносни систем произведено 10% више електричне енергије, а у електранама повезаним на дистрибутивни систем произведено је 29,6% више електричне енергије). У 2021. години увоз електричне енергије је за 654 GWh био већи од извоза. Потрошња природног гаса у 2021. години је повећана за 14,9% у односу на 2020. годину. Потрошња природног гаса је порасла код свих категорија потрошње, а највише у домаћинствима за 21%. Раст потрошње у домаћинствима указује да је природни гас конкурентан енергент и да се степен гасификације домаћинстава повећава.

Од укупног обима продаје, на слободном тржишту, продато је у 2021. години 50,1% електричне енергије (у 2020. години 48,6%) и 82,9% природног гаса (у 2019. години 84,1%). Домаћинства су у занемарљивом броју (3.837 мерних места) користила право да бирају снабдевача и купују на слободном тржишту и углавном су се снабдевала по регулисаним ценама.

Стратегијом развоја енергетике за период до 2025. године, прогнозиран је раст потрошње електричне енергије 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 је започет са реализацијом, а завршена је изградња ТЕ-ТО Панчево. На преносну мрежу током 2021. године није било прикључења нових ветроелектрана, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу остала непромењена и износила је 373 MW, док је на дистрибутивну мрежу на крају 2021. године било прикључено 353 малих електрана укупне инсталисане снаге 247 MW. У 2021. години, производња електричне енергије из обновљивих извора прикључених на преносни и дистрибутивни систем је износила 13.334 GWh, што је 37,7% бруто потрошње електричне енергије.

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 sukcesивно 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, водећи рачуна о националним интересима. Ово у будућности може битно утицати на трошкове производње електричне енергије у термоелектранама и њен даљи развој.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије је на основу Закона о енергетици, којим је у домаће законодавство пренет тзв. „Трећи пакет” прописа ЕУ о заједничким правилима унутрашњег тржишта енергије, донео 5. марта 2019. године Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас, којим одобрава привредном друштву „Гастранс д.о.о. - Нови Сад” изузеће од обавеза примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисаних цена за коришћење гасовода којим ће се транспортovati природни гас кроз Републику Србију и бити повезан на бугарски и мађарски национални транспортни систем.

После прелиминарне сертификације Гастранс д.о.о. као независног оператора транспорта и добијеног мишљења Секретаријата Енергетске заједнице, Савет Агенције је, 21. фебруара 2020. године, донео коначну одлуку којом се Гастранс д.о.о. сертификаује као независни оператор транспорта природног гаса. У току 2020. године овај интерконективни гасовод је највећим делом завршен, повезан је са транспортним системом у Бугарској и транспортним системом Транспортгаса у Србији, а у току 2021. године је завршено повезивање са транспортним системом у Мађарској. Прве количине гаса за тржиште у Србији су из правца Бугарске допремљене овим гасоводом почетком 2021. године, а од 01.10.2021. године могао је да започне и транзит природног гаса из правца Бугарске ка Мађарској. Ова гасна интерконекција је најважнији услов за обезбеђење дугорочно сигурнијег снабдевања природним гасом и развоја тржишта и избегавање ризика са којима се Србија суочавала.

Гасовод Ниш – Софија је у садашњим условима пројекат који је подржан од институција ЕУ. Током 2019. године је добијена енергетска дозвола, урађена и извршена стручна контрола студије оправданости и идејног пројекта, добијена је грађевинска дозвола и урађен је пројекат за извођење, док у 2021. години није било значајнијих активности на реализацији овог гасовода.

Низак степен гасификације домаћинстава (11,7% укупног броја), значи да постоји потенцијал за већи раст у овом сектору, што подразумева развој гасне инфраструктуре. За даљи развој гасног тржишта, од велике је важности да се убрза и набавка и уградња одговарајуће мерне опреме.

Цене природног гаса за јавно снабдевање за све јавне снабдеваче, као и цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса, током 2021. године се нису мењале. У 2021. години једино је оператору система Транспортгас Србија умањена цена приступа систему за транспорт природног гаса.

За одржив развој енергетских система је веома важна адекватна дугорочна политика регулисаних цена, предвидива за купце и инвеститоре, што је тренутна тенденција и у државама ЕУ. Неизоставан предуслов за промену регулисаних цена електричне енергије за домаћинства је повећање броја заштићених социјално угрожених купаца, јер је и у 2021. години број заштићених купаца који су користили право на умањење рачуна био око 68.000, док је по процени надлежних институција број корисника који би могли да користе ово право већи од 300.000.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије, 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. У 2021. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2020. години смањени за 0,22% и износе 11,73% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем, што је веома висока вредност у односу на технички оправдане. Потребно је и интензивирање инвестиција у електродистрибутивну мрежу, преузимање мерних уређаја и прикључних водова и ефикаснија замена мерних уређаја.

ЕМС АД је у 2021. години наставио активности у циљу развоја система и јачања прекограничних капацитета и учешћа у координисаним аукцијама прекограничних капацитета. На организованом тржишту SEEPEX - берзи електричне енергије током 2021. године је за 17% повећан обим трговања. Настављене су активности на развоју регионалног тржишта електричне енергије. Интеграција у тржиште ЕУ захтева и адекватно учешће институција Републике Србије (па и регулаторних) у одговарајућим институцијама ЕУ, како би се адекватно штитили интереси земље.

У 2021. години показатељи за непланиране прекиде испоруке електричне енергије у преносном и дистрибутивном систему су незнатно лошији у поређењу са 2020. годином. Показатељи непрекидности испоруке су и даље знатно лошији од европског просека.

Прикупљање података о квалитету испоруке природног гаса се спроводило и у 2021. години, тако да су сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке. На транспортним системима у 2021. години није било непланираних прекида, док је у дистрибутивним системима највећи број непланираних прекида био последица деловања трећих лица.

У 2021. години примљено је у Агенцији укупно 353 поднесака, који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања. Агенција је све примљене притужбе обрадила и доставила одговоре њиховим подносиоцима, уз прослеђивање предмета када је то потребно, надлежним државним органима на даљи поступак. Повећане су активности Агенције у надгледању тржишта у вези са поступањем енергетских субјеката према купцима и корисницима система и заштитом права и интереса купаца енергије.

Посебно истичемо чињеницу да је Агенција у условима примене мера за спречавање ширења заразне болести COVID-19 обезбедила да се сви прописани поступци спроводе у законском року, као и да је благовремено обављала све друге послове из свог делокруга.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2022. године

ИЗВЕШТАЈ О СТАЊУ У
ЕНЕРГЕТСКОМ СЕКТОРУ СРБИЈЕ

1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ

У овом поглављу су приказани последњи доступни подаци о укупној потрошњи примарне и финалне енергије и други са енергетиком повезани битни подаци (а то је углавном 2020 година) и поређења са Европском унијом.

Потрошња примарне енергије у Србији, без Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ¹) је у 2020. години била 15,76 милиона тона еквивалентне нафте (млн тен). За Србију је карактеристичан висок удео угља, претежно нискокалоричног лигнита, у укупној примарној енергији (око 49%), 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.

У 2020. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 30,2%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 57,5%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну годину (када је била 35,6%) највише због смањења увоза угља, нафтних деривата и природног гаса.

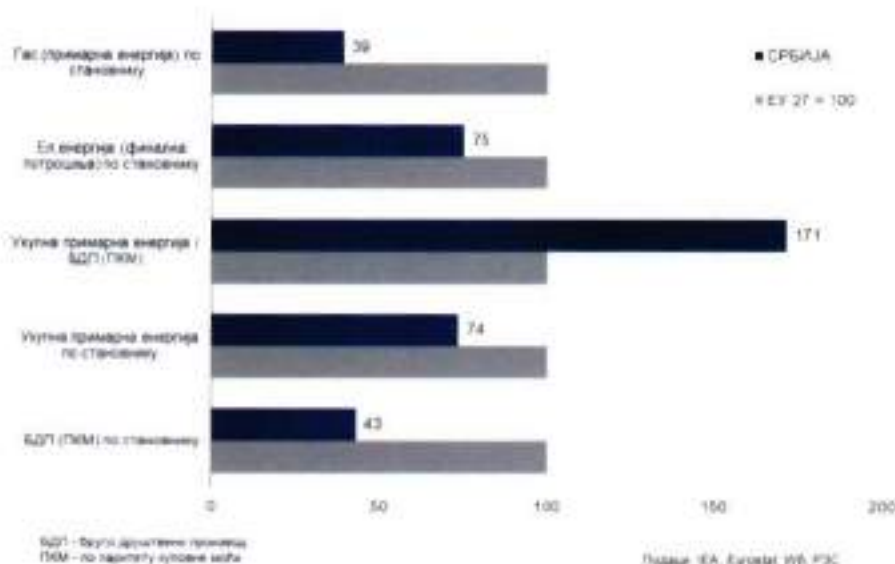
У 2021. години, трошкови нето увоза енергије су износили 1,9 млрд €, што је за око 50% више него у 2020. години. Овакво кретање у 2021. години је резултат пре свега виших цена увозне нафте. Трошкови увоза енергије чине 28% од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2021, што је знатно више него у 2020. години (21,9%).

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2016 - 2020.

	Јединица мере	Година				
		2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Број становника почетком године	млн	7 076	7 040	7 001	6 964	6 927
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2017.	16 182	16 611	17 453	18 292	18 210
Потрошња примарне енергије	млн тен	15,72	15,76	15,53	15,42	15,76
Потрошња финалне енергије	млн тен	8,20	8,36	8,44	8,36	8,68
Увозна зависност	%	35,3	34,4	34,8	31,6	30,2

Подаци: РЗС, Светска банка, ЕУРОСТАТ, МРЕ

У поређењу са Европском унијом (Слика 1-1), бруто друштвени производ Србије по становнику рачунат по паритету куповне моћи (који реалније одражава ниво развијености и стандарда) у 2020. години је био на нивоу од 43%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 74%, а потрошња финалне електричне енергије 75%.

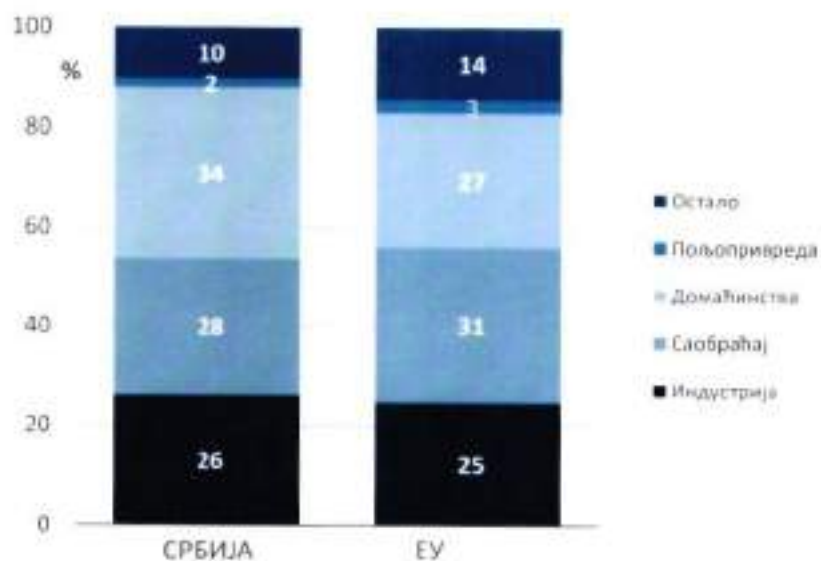


Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2020.

¹ Трендан енергетских података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохије (АПКМ) у овом извештају, због одсутности расположивости, поузданости и потребе да буду приказани као 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 1,71 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, односно 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 39% 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. На слици 1-2 је приказана структура потрошње финалне енергије из 2019. године, пошто се 2020. година, због услова живота и рада узрокованих пандемијом вируса COVID-19 не може сматрати регуларном за поређење.



Слика 1-2: Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2019.

2. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ПРИРОДНОГ ГАСА У 2020. ГОДИНИ

2.1 Законски и регулаторни оквир

Законски и регулаторни оквир за развој тржишта електричне енергије и природног гаса у Републици Србији је утврђен Законом о енергетици („Службени гласник РС”, бр 145/14, 95/18-др. закон и 40/21-у даљем тексту: Закон) и подзаконским актима, који су усклађени са Трећим 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, правила рада тржишта електричне енергије, правила рада оператора преносног, транспортних и дистрибутивних система, 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 и 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 2021. године, Агенција је, у складу са указаним потребама, мењала и допуњавала прописе из своје надлежности у циљу ефикаснијег функционисања тржишта, боље заштите крајњих купаца и других учесника на тржишту.

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 Републике 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
- Електродистрибуција Србије д.о.о. Београд (Електродистрибуција Србије), за дистрибуцију електричне енергије и управљање дистрибутивним системом, је 100% у власништву државе. До 31. марта 2021. године ову делатност је обављало ЈП ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд.

ЕМС АД је оператор преносног система (ОПС) пошто је лиценциран за енергетску делатност преноса и управљања преносним системом, а Електродистрибуција Србије је оператор дистрибутивног система (ОДС) пошто поседује лиценцу за енергетску делатност дистрибуције и управљања 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 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 се одређује за оператора преносног система електричне енергије.

ЕМС АД је по Законом прописаној процедури сертификације, после прелиминарне сертификације и прибављања мишљења Секретаријата Енергетске заједнице, одлуком Савета Агенције издат коначни сертификат као оператору преносног система електричне енергије.

Електродистрибуцији Србије је издата лиценца за обављање делатности дистрибуције електричне енергије и управљање дистрибутивним системом и она обавља ту делатност од 01. априла 2021. године.

ЕМС АД и Електродистрибуција Србије су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност. ЕМС АД и Електродистрибуција Србије су у спроведеним поступцима сертификације и издавања лиценце, односно издавања лиценце доказали да имају правни основ коришћења електроенергетских објеката на којима обављају енергетску делатност.

Потрошња електричне енергије

У Србији је у 2021. години произведено 35,66 TWh електричне енергије, а бруто потрошња електричне енергије је била 35,34 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 30,5 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 2021. години је увезено 5,4 TWh што је за 1 TWh више него претходне године, а извезено је 4,8 TWh, што је 0,1 TWh више у односу на 2020. годину. Као последица поремећаја на тржишту електричне енергије и хаварије у највећој термоелектрани у систему, увоз је био највећи у октобру са 581 GWh, новембру са 773 GWh и децембру са 819 GWh увезене електричне енергије, док је у осталим месецима увоз износио између 300 и 400 GWh. Извоз електричне енергије је био изражен у првом кварталу године и то у јануару 555 GWh, фебруару 865 GWh и марту 758 GWh електричне енергије, док се у осталим месецима извоз кретао између 200 GWh и 400 GWh.

Највећа дневна бруто потрошња у Србији без АПКМ од 125.516 MWh је остварена 23. децембра 2021. године, а 23. децембра 2021. године у 18. сату је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.620 MW.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2021. години су углавном трговали снабдевачи између себе, јер нема значајних независних произвођача који би нудили електричну енергију, пошто велики ветропаркови као повлашћени произвођачи продају електричну енергију ЈП ЕПС који као гарантовани снабдевач има обавезу откупа те енергије по feed-in тарифама. 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 и у 2021. години је износио око 14,7 TWh. Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2021. години је имало 68 учесника на тржишту електричне енергије, активних учесника на тржишту било је 54, а снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту бавило се 11 снабдевача.

Република Србија се граничи са осам земаља и преноси се значајна количина електричне енергије са североистока на југо-запад, што узрокује појаву загушења на прекограничним далеководима, па се планира изградња нових далековада. Најзначајнији је пројекат планираног повезивања источне и западне Европе преко територије Србије, изградњом 400 kV далековада (пројекат Трансбалкански коридор који је започет изградњом деснице Панчево 2 – Решица, која је завршена до границе са Румунијом), што ће додатно повећати сигурност снабдевања електричном енергијом и у Србији.

Организовано дан-унапред тржиште

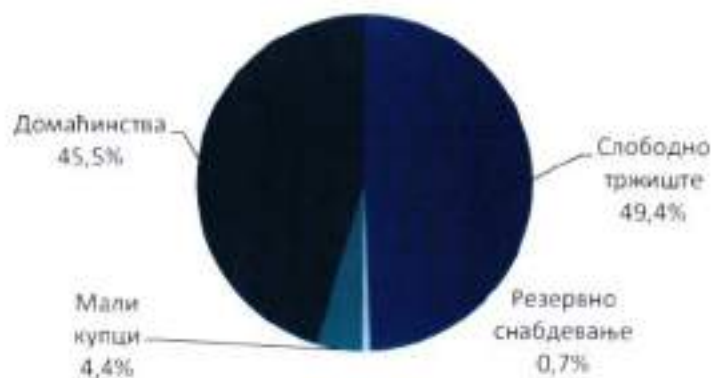
Организовано дан-унапред тржиште/берза електричне енергије у Србији - SEEPEX а.д. Београд (SEEPEX - South-Eastern European Power Exchange) је формирано на основу партнерства између EMC АД и EPEX SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, које је лиценцирано за управљање организованим тржиштем електричне енергије. На организованом дан-унапред тржишту/берзи електричне енергије, у 2021. години су регистрована 24 учесника, што је за два учесника више него у 2020. години. Трговином се активно бавио 21 учесник, што је за три учесника више него у претходној години.

Укупна количина електричне енергије која је у 2021. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 3.306 GWh, што је за око 500 GWh више него у 2020. години. Део те енергије није био предмет трговине између снабдевача пошто је оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака, али и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко своје аукцијске платформе. У 2021. години, највећи месечни обим трговине на берзи од 383.651 MWh је остварен у фебруару, а дневни максимум је остварен 8. фебруара са обимом трговине од 18.615 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у јуну и износио је 206.366 MWh. Највећа сатна цена достигнута је 22. децембра у 19 сату и износила је 539,9 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 114,02 €/MWh. У 2021. години, највећи месечни обим трговине од 311.732 MWh је остварен у октобру, а дневни максимум је остварен 2. октобра са обимом трговине од 13.978 MWh.

Раст обима трговине и броја регистрованих и активних чланова SEEPEX повећава ликвидност берзе и на тај начин помаже 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 електричну енергију на слободном тржишту и да само домаћинства и мали купци могу користити право на гарантовано снабдевање, односно, снабдевање по регулисаним ценама. По регулисаним ценама снабдева се 49,9% потрошње крајњих купаца, што је потрошња домаћинства и малих купаца.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2021. години

На слободном тржишту купују само они купци који немају право на гарантовано снабдевање и њима је у 2021. години продато 50,1% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци. Од ове енергије 0,7% електричне енергије је потрошено на резервном снабдевању од стране купаца који нису успели да изаберу снабдевача и који су користили законско право на резервно снабдевање.

Крајем 2021. године било је 60 лиценцираних енергетских субјеката за снабдевање електричном енергијом на слободном тржишту, од којих је било активно само 11. Доминантан снабдевач на слободном тржишту је и даље ЈП ЕПС са уделом од 96,15% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту (без количина које су продате у вертикално интегрисаном предузећу) и 96,9% од укупне потрошње крајњих купаца на слободном и регулисаном тржишту.

Промена снабдевача је у 2021. години реализована на око 11,2 хиљада мерних места (0,3% укупног броја мерних места) са потрошњом нешто мањом од 1.229,6 GWh, што је 4,03% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2021. године је била задовољавајућа. Вишегодишњим улагањима у ревитализацију и модернизацију производних, преносних и делом дистрибутивних капацитета повећава се поузданост и ефикасност рада електроенергетског система у целини.

У 2021. години, показатељи квалитета непрекидности испоруке електричне енергије у односу на претходну годину су и у преносном систему и дистрибутивном систему били лошији, али су остали на нивоу петогодишњег просека.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, 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 2021. години пуштена је у пробни рад комбинована гасна термоелектрана-топлана ТЕ-ТО Панчево снаге од 196 MW у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија), а настављена је изградња новог термо блока Б3 у ТЕ Костопац Б снаге 350 MW. У плану је и значајна изградња капацитета на бази обновљивих извора енергије. На преносну мрежу током 2021. године није било прикључења нових производних капацитета на бази обновљивих извора, док је на дистрибутивни систем прикључено укупно нових 34 MW (на бази и обновљивих и конвенционалних извора), тако да је на крају 2021. године на дистрибутивни систем било прикључено 353 малих електрана укупне инсталисане снаге 247 MW.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

На територији Србије, транспорт природног гаса су у 2021. години обављала три енергетска субјекта: Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад, Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш и Гастрас д.о.о. Нови Сад. Гастрас д.о.о. је почео са радом као нови оператор транспортног система у Србији, 01.01.2021.

ЈП Србијегас је уз сагласност Владе Републике Србије основао друштва Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијегас Србија д.о.о. која су регистрована у регистру привредних субјеката као активна. Закључком Владе Републике Србије, 05 број: 312-12308/2016-1 од 23. децембра 2016. године омогућено је ЈП Србијегас 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 препоручено је Транспортгас Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року. Транспортгас Србија д.о.о. је крајем 2019. године отпочело и у већем делу 2020. године је обављало део својих активности, због чега је делатност

транспорта природног гаса у том периоду и даље обављао његов оснивач ЈП Србијасас. Од октобра 2020. године, оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. је у потпуности преузео обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом за природни гас, али ни током 2021. године није прибавио лиценцу за обављање све делатности. Дистрибуцијасас Србија д.о.о. у 2021. години није отпочела са радом.

Транспортгас Србија д.о.о. је у новембру 2018. године поднео захтев за сертификацију по моделу независног оператора транспорта. Овај захтев Агенција је одбацила у фебруару 2019. године, због тога што ово привредно друштво није у законском року доставило прописану документацију и тиме доказало испуњеност прописаних услова за сертификацију. Транспортгас Србија д.о.о. је поновило захтев за сертификацију по ИТО моделу маја 2019. године, али је и овај захтев из истих разлога, Агенција одбацила септембра 2019. године. У 2021. години по захтеву Транспортгас Србија д.о.о. за сертификацију по моделу независног оператора система, Савет Агенције је донео одлуку број 311.01-1/2021-С-1 од 3. марта 2022. године којом се обуставља поступање због одустајка странке од захтева.

Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. је одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године 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. Одлуком Савета Агенције у јулу 2018. године, Yugorosgaz Transport д.о.о. је добио додатни рок од годину дана за испуњавање услова сертификације по моделу независног оператора система, уз обавезу да двомесечно извештава Агенцију о предузетим активностима у том смислу. С обзиром да по истеку наведеног рока Yugorosgaz-Transport д.о.о. није доставио Агенцији све доказе о испуњености услова утврђених Коначном одлуком о сертификацији, Савет Агенције је јула 2019. године донео одлуку којом се Yugorosgaz-Transport д.о.о. одузима издати сертификат. У 2021. години од стране Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. није поднет захтев за сертификацију.

Поступајући у складу са Законом о енергетици и Решењем Агенције за енергетику Републике Србије о изузећу новог интерконектора за природни гас, ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, поднео је јуна 2019. године захтев за сертификацију. Прелиминарном одлуком из августа 2019. године, Савет Агенције је условно сертифицивао ГАСТРАНС д.о.о. као независног оператора транспорта у мери у којој је то у сагласности са одобреним изузећем (ad hoc ИТО модел), уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да најкасније у року од шест месеци од почетка оперативног рада гасовода достави све употребне дозволе или изврши упис права својине над објектима транспортног система, као и да достави доказе којима потврђује да самостално поседује и управља изграђеним транспортним системом. На Прелиминарну одлуку о сертификацији ГАСТРАНС д.о.о. надлежно тело сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора (Секретаријат Енергетске заједнице) је 22. децембра 2019. године доставило своје Мишљење, након чега је Савет Агенције у законском року, 21. фебруара 2020. године, донео коначну одлуку којом се ГАСТРАНС д.о.о. издаје сертификат као независном оператору транспорта природног гаса. Овом одлуком у суштини је потврђена Прелиминарна одлука из августа 2019. године и успостављена иста обавеза за ГАСТРАНС д.о.о. као у Прелиминарној одлуци.

У 2021. години је бруто потрошња природног гаса била 2.885 милиона m^3 , за 15% више него у 2020. години. Потрошња је у индустрији порасла за 15%, у топланама за 11%, а у домаћинствима је порасла за готово 21%. Домаћом производњом задовољено је само 7,9% потребног гаса, што је мање него 10,7% колико је овај проценат износио у 2020, а остатак је обезбеђен из увоза.

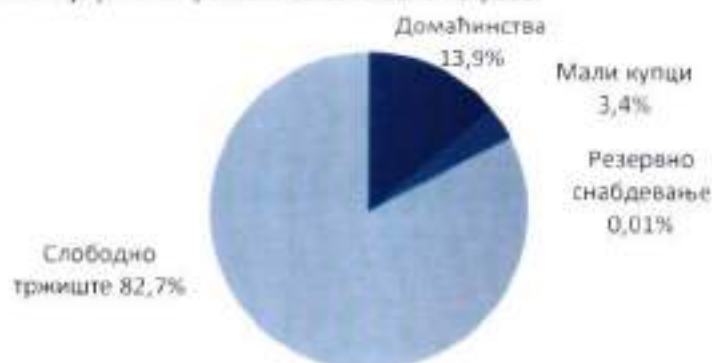
Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само три компаније које су лиценциране за снабдевање природним гасом (ЈП Србијасас, Кинг гас д.о.о., Cestor Veks д.о.о.) и произвођач природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС), као и снабдевач јавних снабдевача и јавни снабдевачи. Значајно ограничење за тржиште на велико је то што Транспортгас Србија, још увек не примењује Правила о раду транспортног система којима се уређује приступ прекограничним капацитетима на принципима недискриминације и транспарентности, тако да расподела капацитета у складу са Правилима о раду транспортног система ни у 2021. години није реализована. Активирање новог правца снабдевања из Бугарске, гасоводом којим управља оператор транспортног система Гастранс д.о.о. треба да омогући диверзификацију извора снабдевања. Од 01.01.2021. године, овим гасоводом је започео транспорт природног гаса за потребе Србије, а тек после повезивања са транспортним системом Мађарске, овај гасовод је постао у потпуности оперативан почев од 01. октобра 2021. године од када се природни гас транспортује из правца Бугарске и за потребе транзита природног гаса од границе са Бугарском до границе са Мађарском. Током 2021. овај гасовод су користили само корисници система који су склопили дугорочне уговоре, а расподела за краткорочне капацитете који су на располагању свим учесницима тржишта током 2021. није било.

Законом је предвиђено да, до успостављања конкурентног тржишта, Влада Републике Србије 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 2021. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијасас.

Трговина на мало

Укупна потрошња крајњих купаца је била 2.640 милиона m^3 , а поред тога је НИС потрошио 212 милиона m^3 из своје производње, тако да ове количине нису биле предмет трговања на српском тржишту природног гаса. Трговином на мало, односно снабдевањем крајњих купаца, у 2021. години се бавило 24 снабдевача на слободном тржишту (од 65 лиценцираних) и 31 јавних снабдевача који су и дистрибутери природног гаса. У трговини на мало је доминантна трговина на слободном тржишту. Продаја природног гаса, 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 2021. години

На слободном тржишту је у 2021. години продато око 83% од укупно продатих количина природног гаса крајњим купцима. Законом је омогућено да крајњег купца који нема право на регулисано снабдевање, може привремено да снабдева резервни снабдевач, уколико купац остане без снабдевача. Влада одређује резервног снабдевача, што је за 2021. годину било ЈП Србијагас. Током 2021. године, резервно снабдевање су користила 2 купца и њима је укупно испоручено 0,2 милиона m^3 , односно 0,01% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Промена снабдевача је у 2021. години реализована само у 6 од 31 дистрибутивног система, на укупно 31 мерних места, са потрошњом од 1,4 милиона m^3 , што је 0,05% 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 изаберу 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 367 милиона m^3 , што је око 14% од укупне количине гаса набављене на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Сигурност снабдевања

У 2021. 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 обезбеде алтернативни правци снабдевања. 01.01.2021. године је пуштен у рад интерконектор од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе повезан са транспортним системом у Бугарској, што је допринело повећању сигурности снабдевања. Изградњом овог гасовода инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији је задовољен, јер је са 33,8% повећан на 114%.

Током 2021. је започела изградња интерконектора са Бугарском, на бази Споразума о изградњи гасовода Ниш - Димитровград - Софија, који ће додатно повећати сигурност снабдевања. Очекује се да овај гасовод капацитета 1,8 милијарди m^3 годишње буде у функцији од 01. октобра 2023. године.

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.

3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

3.1 Структура сектора и капацитети

3.1.1 Организациона и власничка структура сектора

Организациона структура електроенергетског сектора је, од усвајања преог Закона о енергетици („Службени гласник РС“ број 84/04) којим су постављени основни принципи за развој тржишта електричне енергије и природног гаса, 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) основано за пренос електричне енергије и вертикално интегрисано ЈП ЕПС основано за производњу, снабдевање на велико и на мало (крајњих купаца). ЕМС АД је 14. јула 2015. године основао SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије, која је формирана на бази партнерства са берзом EPEX SPOT. SEEPEX према Закону о енергетици, има обавезу организовања и администрирања организованог тржишта електричне енергије и његовог повезивања са организованим тржиштима електричне енергије других земаља.

Структура електроенергетског сектора на крају 2021. године је приказана на слици 3-1.



Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора на крају 2021. године

² Крајем 2021. године створено је издвајање оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција доо Београд из вертикално интегрисаног ЈП ЕПС (31.12.2020. године Агенција за привредне регистре Републике Србије регистровала је оператора дистрибутивног система Електродистрибуција Србије доо Београд чији је оснивач Влада РС).

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

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

ЈП ЕПС обавља делатности: производње електричне енергије и комбиноване производње електричне и топлотне енергије, снабдевања електричном енергијом на велико и на мало с тим да од 2021. ЈП ЕПС више не обавља делатност дистрибуције електричне енергије. ЈП ЕПС је највећи произвођач (90,9% укупне инсталисане снаге у Србији) и доминантан учесник на тржишту електричне енергије. Осим што продаје и купује на слободном тржишту, ЈП ЕПС је одређен за резервног снабдевача и за гарантованог снабдевача домаћинства и малих купаца које снабдева по регулисаним ценама. Од укупно 30 TWh потрошње крајњих купаца, ЈП ЕПС продаје 98,1% електричне енергије (све на регулисаном снабдевању и 96,2% на слободном тржишту, без потрошње у оквиру вертикално интегрисаних предузећа).

Делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом на целој територији Републике Србије у 2021. години обављао је оператор дистрибутивног система „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. Београд (ОДС) које је раније (до 2020. године) пословало као ЕПС Дистрибуција д.о.о. у саставу ЈП ЕПС, да би крајем 2020. године био окончан процес усклађивања његовог пословања са Законом, тако што су власнички удели ЈП ЕПС-а у друштву „ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд“ пренети на Републику Србију. На овај начин су створени услови да ово друштво отпочне да независно послује као оператор дистрибутивног система од вертикално интегрисаног предузећа ЈП ЕПС (чији је раније био део), и то под новим пословним именом: „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. Београд.

Независност ОДС је изузетно значајна јер само тако ОДС може да пружи услугу дистрибуције свим учесницима на тржишту транспарентно и под истим условима без фаворизовања ЈП ЕПС који обавља производњу и/или снабдевање и његових зависних друштава. На крају 2021. године на дистрибутивни систем је било прикључено 353 малих електрана укупне снаге 246 MW (од тога 18 је у власништву ЈП ЕПС снаге 41 MW, а 335 у власништву независних произвођача електричне енергије снаге 205 MW). Лиценцу за производњу електричне енергије поред ЈП ЕПС, имало је још 30 енергетских субјеката, док је за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије имало 9 енергетских субјеката (укључујући и ЈП ЕПС), који располажу производним објектима снаге веће од 1 MW.

На крају 2021. године лиценцу за дистрибуцију електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом је имало пет енергетских субјеката - „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд, Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса „Нафтна индустрија Србије“ а.д. Нови Сад, Друштво са ограниченом одговорношћу за производњу и дистрибуцију енергије и флуида и пружање услуга „ЕНЕРГЕТИКА“, Крагујевац, „ELIXIR PRANOVNO“ ИНДУСТРИЈА ХЕМИЈСКИХ ПРОИЗВОДА ДОО ПРАХОВО и Друштво са ограниченом одговорношћу за грађевинарство одржавање и услуге „MIND REAL ESTATE“ Лужнице. У Србији је лиценциран велики број снабдевача електричном енергијом. На крају 2020. године, било је 60 лиценцирана снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 66 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 54, при чему се само 11 снабдевача бавило снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту.

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.

3.1.2 Капацитети за производњу, пренос и дистрибуцију

3.1.2.1 Производња

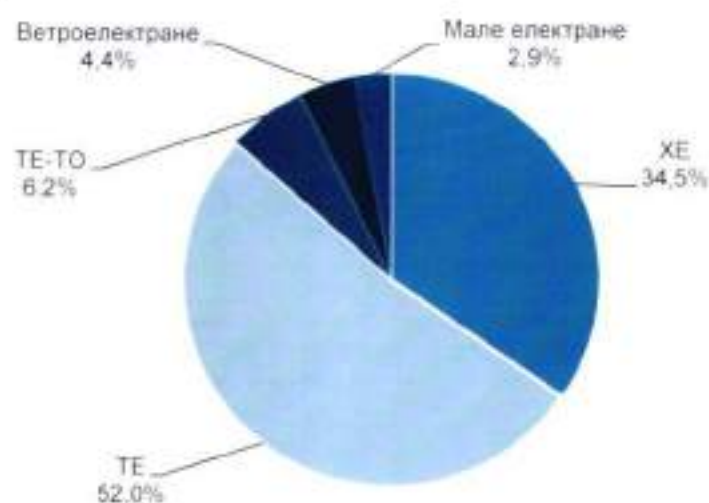
Укупна нето инсталисана снага електрана у Србији је 8.516 MW, без оних на територији АПКМ, укључујући и електране независних произвођача (табела 3-1). У оквиру ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије, у термоелектранама на лигнит је инсталисано 4.429 MW, у хидроелектранама 2.941 MW, у термоелектранама-топланама на природни гас или мазут 330 MW и у оквиру 18 малих хидроелектрана повезаних на дистрибутивни систем 41 MW. Лигнит за термоелектране се производи на површинским коловима који су у саставу ЈП ЕПС.

Поред производних капацитета ЈП ЕПС, на преносну и дистрибутивну мрежу су прикључени производни капацитети независних произвођача. На преносну мрежу су током 2021. године нису прикључене нове ветроелектране, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу била иста као у 2020. години, односно 373 MW. На преносну мрежу је у 2021. години прикључена термоелектрана-топлана Панчево инсталисане снаге 196 MW (која је била у пробном раду), док је на дистрибутивну мрежу на крају 2021. године било прикључено 335 малих електрана укупне инсталисане снаге 206 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2021. години (без АПКМ)

Технологија	Инсталисана снага (MW)
Хидроелектране	2.941
Термоелектране (угаљ)	4.429
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	526
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Ветроелектране - независни произвођачи	373
Остало - мале електране ЈП ЕПС	41
Мале електране - независни произвођачи	296
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	8516

Структура производних капацитета без електрана на територији АПКМ, приказана је на слици 3-2. Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана – топлана (ТЕ-ТО) је 52%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 34,5% (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), учешће ветроелектрана прикључених на преносни систем је 4,4% и 2,9% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2021. години (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије има још 30 енергетских субјеката, укупно 31, а за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 8 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије), укупно 9, који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу.

Табела 3-2: Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на преносни систем у 2021. години (без АПКМ)

Врста електране	Број електрана	Инсталисана снага (MW)	Предато у мрежу (MWh)
Хидроелектране	14	2.941	11.586.716
Проточне хидроелектране	5	1.980	9.654.099
Акумулационе хидроелектране	8	347	1.233.410
Резервибилне хидроелектране	1	614	899.207
Термоелектране	7	4.429	21.537.448
Термоелектране-топлане	3	526	630.292
Електране на ветар	4	373	1.004.272
Електране на сунчеву енергију	0	0	0
Остале електране	0	0	0
УКУПНО	28	8.073	34.788.728

Табела 3-3: Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на дистрибутивни систем у 2021. години (без АПКМ)

Врста електране	Број електрана	Инсталисана снага (MW)	Предато у мрежу (MWh)
Мале хидроелектране	149	127	339.307
Електране на биомасу	2	3	23.054
Електране на биогас	35	36	221.277
Ел. на депонијски гас и гас из отпадних вода	0	0	0
Електране на ветар	4	25	66.465
Електране на сунчеву енергију	145	12	13.515
Електране на сунчеву енергију на тлу	18	7	8.301
Електране на сунчеву енергију на објектима	127	5	5.214
Електране на геотермалну енергију	0	0	0
Ел. са комбин. произ. на фосилна горива	16	39	224.814
Електране на отпад	0	0	0
Остале електране	2	3	9.876
УКУПНО	353	246	898.308

Од свих лиценцираних независних произвођача, највећи су "ELECTRAWINDS K-WIND" д.о.о. са ветропарком Ковачица са 104,5 MW, "МК-FINTEL WIND" АД са ветропарком Кошава од 69 MW, „Elicio Ali VE“ д.о.о. са ветропарком Алибунар од 42 MW, "Нафтна индустрија Србије" а.д. са 11,94 MW у 9 објеката, „Ветропарк Кула“ д.о.о. са 9,9 MW, ЈКП „Новосадска топлана“ са комбинованом производњом од 9,98 MW и „ELICIO MALI WF“ д.о.о. са ветроелектраном у Алибунару од 8 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чине 35 трансформаторских станица (ТС) напонског нивоа 400/х и 220/х kV/kV укупне инсталисане снаге 16.585 MVA (од чега је 28 трафостаница укупне инсталисане снаге 15.531 MVA у власништву ЕМС АД), 22 разводна постројења напонског нивоа 400, 220 и 110 kV (од којих су 14 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 10.038 km (од чега је 9.854 km водова у власништву ЕМС АД). У односу на 2020. годину, дошло је до повећања капацитета у преносном систему ЕМС АД за 300 MVA. ТС Србобран је реконструисана и са мреже 200 kV повезана је на мрежу 400 kV, тако да је повећан број ТС напонског нивоа 400/х kV/kV. У погон је ушла нова ТС 220/110 Бистрица, а пошто је ТС Србобран прешла на 400 kV напонски ниво, број ТС напонског нивоа 220/х kV/kV је остао исти. У власништву ЕМС АД су и четири ТС напонског нивоа 110/х kV/kV и то су: ТС 110/35 kV/kV Београд 4, која ће у склопу реконструкције постати део ТС 220/110/35 kV/kV/kV Београд 17, 400/220 kV/kV у Обреновцу, ТС 110/35 kV/kV Севојно и ТС 110/6 kV/kV Обреновац која служи за напајање сопствене потрошње и термоелектране ТЕНТ А.

Процес примопредаје далековада и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЈП ЕПС, који је у складу са Законом започет 2013. године, још увек је у току. Процедура преузимања преосталих далековада и кабловских водова 110 kV који су још увек у власништву ОДС је настављена и очекује се да буде окончана у 2022. години.

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

Табела 3-4: Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2019. године (без АПКМ)

Елемент преносног система	Јединица мере	
Дужина мреже укупно	km	9802
дужина 400 kV мреже	km	1812
дужина 220 kV мреже	km	1754
дужина 110 kV мреже	km	6238
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)		46
Број интерконективних водова (активних)		23 (22)

3.1.2.3 Дистрибуција

Делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом на територији Републике Србије без АПКМ, током 2021. године обављао је до 31. марта 2021. године ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. године као зависно друштво ЈП ЕПС, а од 01. априла 2021. године, када је и формиран, ову делатност обавља независни оператор дистрибутивног система Електродистрибуција Србије д.о.о. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 37.660 трансформаторских станица укупне

инсталисане снаге 32.308 MVA и 171.905 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 35, 20, 10 и 0.4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 36.182 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 30.828 MVA и 165.337 km дистрибутивних водова свих напонских нивоа, чија је структура дата у табели 3-5. Сагласно законској обавези, од EMC АД су преузимане трансформаторске станице 110/х kV/kV, а што се тиче водова напонског нивоа 110 kV, остало је да се EMC АД предају преостали далеководи и кабловски водови.

Табела 3-5: Дужина водова у власништву ОДС на крају 2021. године (без АПКМ)

Напонски ниво	Подаци по дистрибутивним подручјима					Укупно ОДС
	Нови Сад	Београд	Краљево	Ниш	Крагујевац	
110 kV	0	8	0	0	2	8
35 kV	1.032	956	2.301	1.803	769	6.871
20 kV	8.909	0	1.741	0	0	10.650
10 kV	393	7.027	12.667	9.610	4.220	33.917
0.4 kV	14.203	17.831	48.087	21.235	12.435	113.891
Укупно	24.537	25.930	64.796	32.648	17.426	165.337

3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 30,5 TWh и већа је за 1,4 TWh од остварене потрошње крајњих купаца у 2020. години.

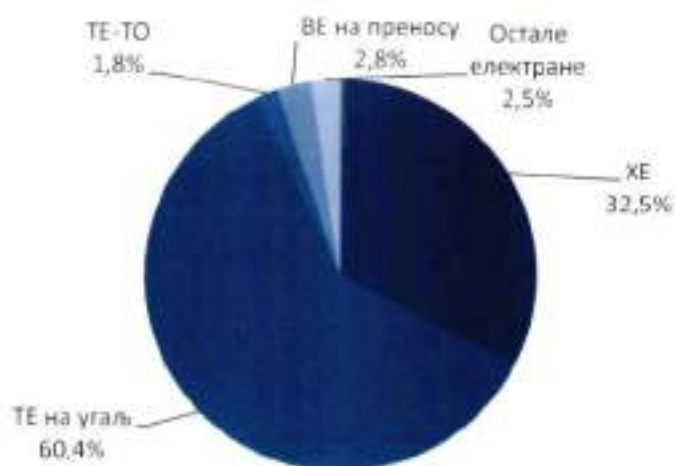
У последњих десет година, ЈП ЕПС је, као доминантни произвођач, достигао максималну производњу електричне енергије од 37,5 TWh у 2013. години. У 2021. години је у производним капацитетима ЈП ЕПС произведено нешто мање од 34 TWh електричне енергије, што је мање за 0,2 TWh у односу на производњу из 2020. године. Производња у термоелектранама на угља је била 21,54 TWh, што је за око 2,8 TWh, односно 12% мања производња него у претходној години. Због добре хидрологије у 2021. години, производња хидроелектрана је била већа за 2,2 TWh односно 23% у односу на 2020. годину, у којој је била лоша хидрологија. Термоелектране-топлане су радиле у зимском периоду и произвеле су 630 GWh, што је за 328% више електричне енергије него у 2020. години. На дистрибутивној мрежи прикључено је 18 малих електрана у власништву ЈП ЕПС које су укупно произвеле 79 GWh, што је за 17,9% више него у 2020. години.

Производња осталих произвођача се из године у годину повећава. У остале произвођаче убрајају се мале електране прикључене на дистрибутивну мрежу којих је у 2021. години било 335 и у којима је укупно произведено око 819 GWh електричне енергије. Поред малих електрана прикључених на дистрибутивну мрежу у остале произвођаче убрајају се и четири ветроелектране прикључене на преносну мрежу. Ове четири ветроелектране произвеле су око 1.004 GWh електричне енергије, тако да је производња из електрана осталих независних произвођача у 2021. години била за преко 19% већа него у 2020. години.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2021. години (без АПКМ)

У 2021. години, у електранама у Републици Србији је остварена укупна производња од 35.656 GWh. Од тога су термоелектране на угља произвеле 60,4%, хидроелектране прикључене на преносни систем 32,5%, термоелектране-топлане 1,8%, ветроелектране прикључене на преносни систем 2,8% док су остале електране (мале електране прикључене на дистрибутивни систем) произвеле 2,5% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2021. години (без АПКМ)

Табела 3-6: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2012-2021. (без АПКМ)

	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
GWh										
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	9.808	10.729	11.366	10.529	11.227	9.477	11.021	9.884	9.419	11.587
Термоелектране на угаљ	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016	24.240	22.954	23.169	24.331	21.537
Термоелектране-топлатне	390	167	63	45	90	185	238	337	192	630
Ветроелектране на преносу							85	830	905	1.004
Остале електране	73	104	267	321	448	538	642	612	693	898
Производња укупно	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781	34.441	34.960	34.832	35.540	35.656
Остале (УНМИК)	144	0	0	15	69	143	94	12	3	0
Увоз ЕПС и снабдевача за потребе трговине у Србији	2.039	2.148	3.180	1.732	2.149	3.397	4.582	4.280	4.444	5.444
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	36.729	39.685	35.331	37.669	38.078	37.981	39.626	39.124	39.987	41.100
Извоз ЕПС и снабдевача - ел.ен. произведене и купљене у Србији	1.592	4.475	1.021	2.142	3.690	2.186	4.248	3.940	4.706	4.792
Потребне пумпања	878	1.007	902	1.102	1.034	944	1.079	1.102	1.062	961
Остало (УНМИК)	196	207	180	300	445	456	313	275	337	52
Бруто потрошња	34.059	34.000	33.228	34.115	33.825	34.320	33.997	33.807	33.853	35.217
Губици у преносној мрежи	1.022	1.013	948	932	892	852	968	806	798	845
Губици у дистрибутивној мрежи	4.586	4.452	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3.527	3.587	3.636
Укупни губици	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808	4.805	4.532	4.333	4.385	4.481
Губици у односу на бруто потрошњу	16,4%	16,2%	15,5%	15,1%	14,1%	13,9%	13,3%	12,8%	13,0%	12,7
Финална потрошња*	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474	29.468	30.882

* 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 Републици 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 2021. години, биле су следеће:

- израда десетогодишњег плана развоја преносног система;
- измене и допуне Правила о раду преносног система у циљу усклађивања са Законом и обавезама имплементације европских мрежних правила преузетих у оквиру Енергетске заједнице;
- доношење правила за расподелу прекограничних преносних капацитета у 2022. години, општих и билатералних са операторима преносних система у Мађарској, Румунији, Бугарској, Северној Македонији, Босни и Херцеговини, Хрватској и Црној Гори;
- набавка енергије за надокнаду губитака у преносној мрежи;
- уговарање системских услуга;
- праћење сигурности снабдевања и достављање подлога министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- утарђивање 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 преостале трансформаторске станице 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, ефикасност 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. године, након што је Савет Агенције дао сагласност на прву верзију Правила. После допуне у децембру 2011. године, нова Правила су донета у јулу 2014. године, а након доношења новог Закона о енергетици у децембру исте године, Савет Агенције је на седници одржаној 03. новембра 2015. године донео одлуку о давању сагласности на Правила о раду преносног система која су усклађена са овим Законом. Током 2017. године урађене су основне измене Правила због корпоратизације јавног предузећа и његовог преласка у затворено акционарско друштво, тако да је на нова Правила средином децембра 2017. године дата сагласност Савета Агенције. Истовремено су припремане и измене Правила са циљем да се усагласе са европским мрежним правилима смерницама и упутствима, тако да је ЕМС АД у првој половини 2018. године припремио предлог Правила који је у периоду од 04. до 29. јуна 2018. године ставио на јавну консултацију. Узимајући у обзир коментаре са јавне консултације, ЕМС АД је припремио нову верзију предлога Правила коју је Скупштина ЕМС АД усвојила на седници одржаној 27. децембра 2018. године, после чега су достављена Агенцији ради давања сагласности. После анализе достављеног предлога Правила, Савет Агенције је донео одлуку којом су захтеване одређене промене у Правилима, тако да је тек после учињених промена дата сагласност на предложена Правила. У априлу 2020. године Савет Агенције је дао сагласност на нову верзију Правила која је ЕМС АД припремио да би била усклађена са техничким захтевима из европских мрежних правила за прикључење, са захтевима за рад система у регуларним и хаваријским условима, са обавезујућим техничким актима ENTSO-E асоцијације (Удружења европских оператора преносних система за електричну енергију) и са новом концепцијом техничког система управљања ЕМС АД. После доношења измена закона о енергетици у мају 2021. године, очекује се да буду донете уредбе којима се регулише испорука и снабдевање електричном енергијом и прикључење објеката на преносни систем, после чега ће се створити услови да ЕМС АД припреми нова Правила о раду која ће бити усклађена са овим актима.

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 „Електро mreжа 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 „Електро mreжа 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.

Разматрајући наведени захтев, а након прибављеног мишљења Министарства рударства и енергетике, Министарства привреде, Министарства државне управе и локалне самоуправе и Републичког секретаријата за законодавство да су министарства самостална у вршењу својих послова и раде у оквиру и на основу Устава Републике Србије, закона и других прописа и општих аката и једно министарство не може вршити надзор над радом другог министарства, Агенција је својим актом 26. априла 2018. године обавестила Секретаријат ЕнЗ да остаје при коначној одлуци и да сматра да захтев за покретање поновног поступка сертификације ЕМС АД није оправдан јер нема међусобног утицаја у раду министарства надлежног за послове привреде и министарства надлежног за послове енергетике, као ни Владе над радом министарстава, па самим тим ни јединствене контроле над оператором преносног система са једне стране и енергетским субјектима који обављају енергетске делатности производње и снабдевања електричном енергијом са друге стране.

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. године) 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, ОПС је дужан да донесе одговарајуће нормативе и да 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 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 Процедuru 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. године, након позитивног мишљења Савета Агенције и сагласности Владе Републике Србије. После тога, оне су још осам пута кориговане, последњи пут 1. октобра 2021. године. У току 2021. године, дошло је до промене цена два пута - 1. фебруара и 1. октобра 2021. године. Кретање годишњег нивоа одобрених цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси), приказано је у следећој табели:

Табела 3-7: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему²

	дин/кWh				
	Годишњи ниво одобрене цене				
	од 1.3.2013.	од 1.3.2017.	од 1.11.2019.	од 1.02.2021.	од 1.10.2021.
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,44	0,49	0,50	0,56	0,62
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,18	0,28	0,29	0,34	0,35

* Нето цена за пренос електричне енергије се добија када се укупно одобрени максимални приход умањи за трошкове системских услуга и материјалне губитака у преносној мрежи и тодећи са укупном годишњом историјском количином електричне енергије

Тарифе које су усвојене у 2021. години приказане су у табели 3-8

Табела 3-8: Тарифе за приступ преносном систему усвојене у 2021. години

Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	динара	
			Тарифа од 1.02.2021.	Тарифа од 1.10.2021.
Снага	обрачунска снага	kW	53.9973	59.3603
	прекомерно преузета снага	kW	215.3892	237.4412
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,4222	0,4742
	нижи дневни	kWh	0,2111	0,2371
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,2099	0,2863
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,4198	0,5727

У току 2021. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, којом су уведени нови корисници преносног система купац-произвођач и енергетски субјект чији су објекти за складиштење електричне енергије прикључени на систем за пренос електричне енергије.

Актуелна цена приступа преносном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aers.rs).

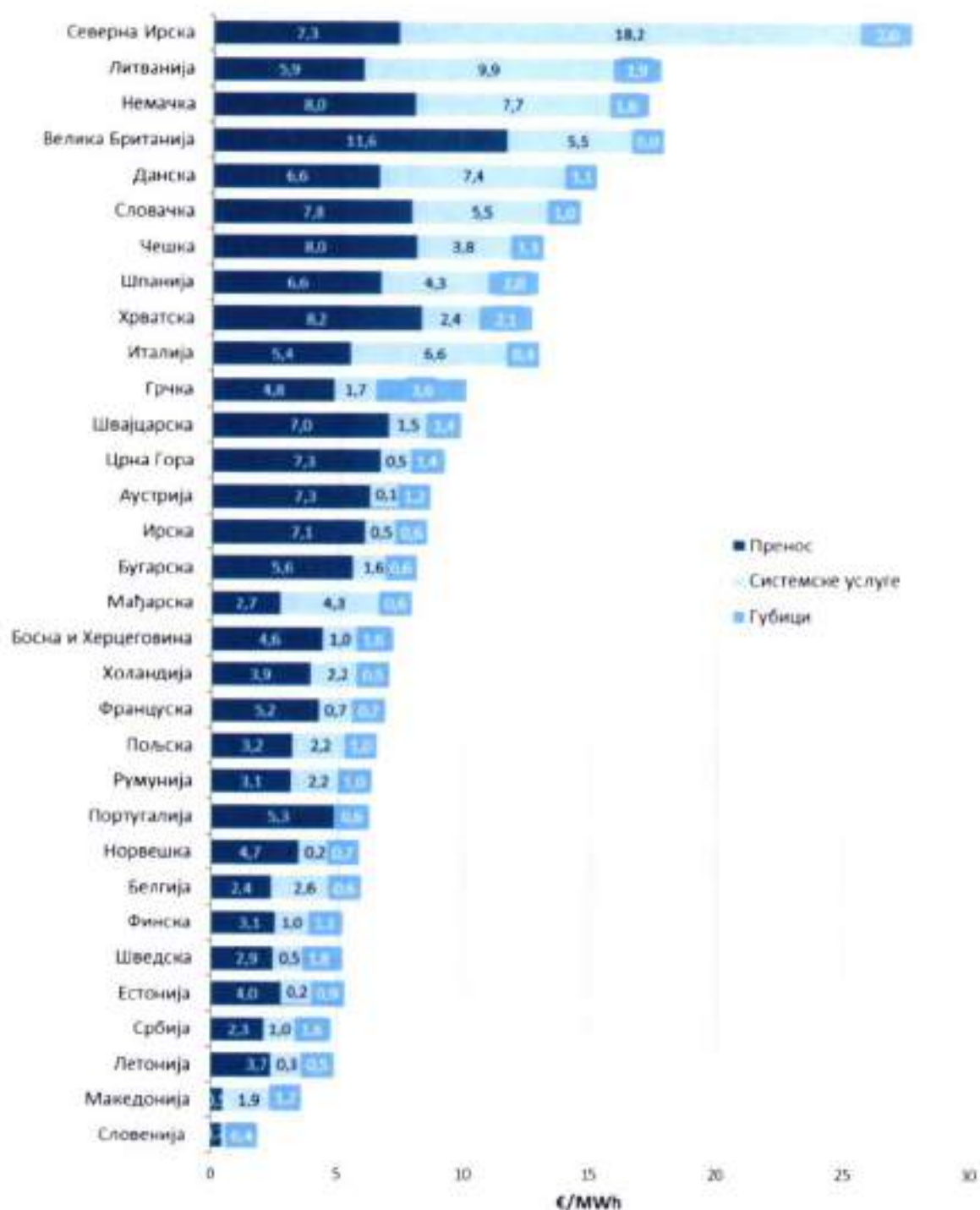
Применом важећих тарифа на реализоване тарифне елементе током 2021. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,56 дин/кWh.

Табела 3-9: Остварене просечне цене приступа преносном систему

	дин/кWh										
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Остварена цена приступа преносном систему	0,33	0,35	0,42	0,43	0,43	0,43	0,48	0,49	0,49	0,50	0,56

² Подаци везани за цене које се користе у Ивештају су годишњи ниво цене и просечна цена. Годишњи ниво цене представља издатки приход од добијеног применом важећих тарифа на одређени дан на годишњу количину и друге тарифне елементе коришћене у поступку одобравања тарифа. Просечна цена представља издатки оствареног прихода и реализованих издатка у току једне године. Умјесто у току године није било промена цена ове две цене треба да буду сталне, односно да не разликују само за степен остваривања остварених количина и тарифних елемената у односу на планиране које су коришћене у поступку одобравања цена.

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E у европским државама за 2021. годину, приказане су на слици 3-5.



Извор података: ENTSO-e 2021

Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2021. години

3.3.2.3 Цене резерве за секундарну и терцијарну регулацију

Правилима о раду преносног система електричне енергије, дефинисано је да се износ снаге која мора бити резервисана за потребе системских услуга примарне регулације одређује у складу са правилима о раду интерконеције, да минимални опсег снаге секундарне регулације износи 160 MW и да је снага 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 великој) или од оператора другог преносног система.

Агенција доноси Одлуку о ценама закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације и терцијарне регулације, обично крајем сваке календарске године. Цене ових системских услуга су утврђене за 2021. годину 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, утврђена је на основу остварених просечних тржишних цена годишњих „фјучерса“ за константну производњу, односно потрошњу (baseload), на релевантним берзама електричне енергије.

За 2021. годину, цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације утврђене су у износу од 1.525 динара/MW и терцијарне регулације у смеру повећања снаге у износу од 480 динара/MW. Услуга терцијарне регулације у смеру смањења снаге и примарна регулација се не плаћају.

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. За 2021. годину, цене помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге утврђене су у термоелектранама и термоелектранама-топланама у износу од 6.205 динара/Mvar индуктивно и 6.374 динара/Mvar капацитативно и у хидроелектранама у износу од 6.064 динара/Mvar индуктивно и 6.280 динара/Mvar капацитативно. Цене за услугу покретања из безнапонског стања се утврђују на годишњем нивоу као паушални износи на основу вредности инвестиционе опреме у електранама које се користе за ове намене. За 2021. годину, утврђене су у износу од 8.780.000 динара, које се обрачунавају у једнаким месечним ратама одређеним као једна дванаестина наведеног износа.

Укупни остварени годишњи износи за обезбеђење системских и помоћних услуга у периоду од последњих 5 година приказани су у табели 3-10.

Табела 3-10: Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга

Година	000 динара				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Укупна годишња вредност	2.746.403	2.822.709	3.583.368	3.707.962	3.782.748

3.3.2.5 Цене нестандартних услуга

Закон предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор преносног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, ЕМС АД је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност августа 2017. године. У њему су полисане нестандартне услуге и утврђене јединичне цене. Ове цене се нису мењале, тако да су важиле и у 2021. години.

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 дванаест интерконективних далековаода (400kV и 220kV) на којима ЕМС АД додељује право на коришћење преносних капацитета. На српско-мађарској граници од 2011. године, на српско-румунској граници од 2013. године, на српско-бугарској и српско-хрватској граници од 2014. године, на српско-босанскохерцегованској граници од 2015. године, на српско-северномакедонској граници од 2017. године и на српско-црногорској граници од 2020. године организоване су заједничке експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета, док на граници са Албанијом, ЕМС АД и суседни оператор преносног система додељују право на коришћење по 50% прекограничних преносних капацитета. Од 2018. године аукциона кућа JAO S.A. (Joint Auction Office S.A.) из Луксембурга спроводи координисане аукције прекограничних преносних капацитета на српско-хрватској граници, а од 2019. године и на српско-бугарској граници.

¹Малих – куповина и продаја на организационом тржишту (берза) електричне енергије за неки будући период датум

Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета

EMC 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 и оператора преносних система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине, Хрватске, Северне Македоније и Црне Горе о поступку и начину расподеле права коришћења прекограничних капацитета и приступу 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 2021. години, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2020. године.

Додела права на коришћење прекограничних капацитета

EMC 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). Право учешћа на аукцијама за доделу прекограничних преносних капацитета имају учесници на тржишту који су носиоци лиценце за снабдевање на велико електричном енергијом или снабдевање електричном енергијом и имају потписан уговор са EMC АД о балансној одговорности.

У табелама 3-11 и 3-12 су дате средње месечне вредности нето прекограничних преносних капацитета (NTC) на свим границама, у оба смера.

Табела 3-11: Средње месечне вредности NTC за смер улаза у Србију у 2021. години

Граница/месец	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ→Срб	700	700	661	627	700	700	642	700	627	461	487	700
Рум→Срб	800	800	500	657	561	500	405	381	440	406	400	500
Буг→Срб	350	350	350	350	350	400	400	400	400	452	400	400
С.Маџ→Срб	250	300	350	290	394	400	450	430	267	326	300	350
ЦГ→Срб	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
БиХ→Срб	500	500	500	500	455	350	505	568	508	437	550	600
Хрв→Срб	500	500	500	500	412	350	513	568	508	468	550	600

Табела 3-12: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2021. години

Граница/месец	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб→Мађ	800	800	800	800	800	800	800	800	800	526	533	800
Срб→Рум	800	800	500	700	465	440	445	587	608	568	488	500
Срб→Буг	300	300	300	300	300	400	400	400	400	452	400	400
Срб→С.Маџ	300	500	350	360	400	350	450	430	225	384	417	450
Срб→ЦГ	300	300	300	300	300	300	245	235	263	297	300	300
Срб→БиХ	600	600	500	590	600	487	590	340	467	600	600	600
Срб→Хрв	600	600	300	300	350	553	400	390	600	600	600	600

У току 2021. године, EMC АД је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије.

EMC АД је током 2021. године 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 EMC АД учествовало је 38 учесника од 54 колико их је имало право учешћа.

За доделу 100% расположивог капацитета на српско-румунској граници, EMC 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 EMC АД, учествовало је 20 учесника од 44 колико их је имало право учешћа.

Током 2021. године алокациона кућа JAO S.A. је била одговорна за организовање годишњих, месечних и дневних експлицитних аукција на српско-хрватској и српско-бугарској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“). EMC АД је спроводио доделу расположивог капацитета на унутардневном

нивоу на српско-хрватској (учествовало је 16 учесника од укупно 38 регистрованих учесника) и српско-бугарској (учествовало је 20 учесника од укупно 36 регистрованих учесника) граници методом „first come-first served“.

EMC АД је у 2021. години 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 EMC АД учествовало је 19 учесника од 39 колико их је имало право учешћа.

Северномакедонски оператор преносног система МЕРСО је организовао годишње и месечне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-северномакедонској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а EMC 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 расподелама капацитета које је спроводио EMC АД, учествовало је 32 учесника од 37 колико их је имало право учешћа.

EMC АД је у 2021. години организовао годишње и месечне експлицитне аукције за доделу 100% расположивог капацитета на српско-црногорској граници уз наплату према последњој прихваћеној цени („marginal price“), а по истој методи, оператор преносног система Црне Горе (ЦГЕС) је организовао дневне експлицитне аукције, а организовао је и унутардневне алокације капацитета методом „first come-first served“. На аукцијама које је организовао EMC АД учествовало је 28 учесника од 41 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2021. годину приказани су у табели 3-13.

Табела 3-13: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2021. години

Граница – смер	Расположиви прекогранични капацитет - ATC (MW)	Број учесника у аукцијама који су остварили право на капацитет	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	300	14	0,47
Србија – Мађарска*	300	9	0,38
Румунија – Србија*	250	7	0,27
Србија – Румунија*	250	11	0,47
Бугарска – Србија**	150	10	0,38
Србија – Бугарска**	150	10	0,67
Хрватска – Србија**	150	9	0,34
Србија – Хрватска**	150	9	0,19
БиХ – Србија	100	12	0,48
Србија – БиХ	100	10	0,03
С.Македонија – Србија*	100	9	0,10
Србија – С.Македонија*	100	11	1,50
Ц Гора – Србија	100	15	0,81
Србија – Ц Гора	100	16	1,27

* Подаци добијени од суседних оператора преносног система

** Подаци добијени од аукционе куће JAO S.A.

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2021. години су приказани у табели 3-14.

Табела 3-14: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2021. години

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/укупан број аукција	Број учесника у аукцијама који су остварили право на капацитет (мин.-макс.)	Осег маргиналних цена у случају загушења (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	5	12 / 12	8 – 16	0,12 – 1,56
Србија – Мађарска*	5	12 / 12	11 – 16	0,17 – 1,20
Румунија – Србија*	5	30 / 31	6 – 11	0,00 – 2,34
Србија – Румунија*	5	35 / 35	7 – 13	0,07 – 0,41
Бугарска – Србија**	12	12 / 12	10 – 23	0,30 – 4,06
Србија – Бугарска**	12	12 / 12	10 – 17	0,26 – 0,85
Хрватска – Србија**	9	12 / 12	7 – 20	0,13 – 0,51
Србија – Хрватска**	9	12 / 12	6 – 19	0,09 – 1,65
БиХ - Србија	5	23 / 23	8 – 17	0,31 – 3,26
Србија - БиХ	0	19 / 25	6 – 13	0,02 – 2,20
С.Македонија – Србија*	5	16 / 18	7 – 17	0,00 – 2,00
Србија – С.Македонија*	5	18 / 18	6 – 16	0,70 – 3,90
Ц.Гора – Србија	0	12 / 12	12 – 21	3,66 – 6,81
Србија – Ц.Гора	0	16 / 16	14 – 20	2,86 – 6,45

* Подаци добијени од суседних оператора преносних система

** Подаци добијени од аукционе куће JAD SA

EMC АД је крајем 2021. године закључио споразуме о организовању заједничких алокација/аукција за 2022. годину са операторима суседних преносних система са којима су оне организоване у 2021. На све ове споразуме Савет Агенције је дао сагласност пре краја 2021. године.

3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области

Укупан обим прекограничних трансакција (са АГКМ) у 2021. години је био 17.043 GWh у смеру улаза, односно 16.382 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁷ био 22.493 GWh. У табели 3-15 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2011.-2021. године.

Табела 3-15: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2010-2021.

Година	GWh		
	Прекограничне трансакције – улаз	Прекограничне трансакције – излаз	Интерне трансакције
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	17.645	15.633
2017.	19.133	17.622	15.865
2018.	17.350	16.836	20.536
2019.	17.331	16.868	20.789
2020.	17.971	18.815	26.272
2021.	17.043	16.382	22.493

У 2021. години је у односу на претходну годину смањен обим прекограничних трансакција и у смеру улаза и излаза. Обим интерних размена је смањен за око 14% у односу на претходну годину. Поред трансакција приказаних у табели 3-16, мали део прекограничне размене је реализован кроз острески рад дистрибутивних система Србије и Босне и Херцеговине у износу од 8.216 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 0.954 GWh у супротном смеру.

У табели 3-16 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2021. годину.

⁷ билатералне трговине између две балансно одговорне стране у Србији

Табела 3-16: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2021. годину

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Изаз из Србије
Румунијом	2.553	1.196
Бугарском	2.210	772
Северном Македонијом	1.741	2.824
Албанијом	0	0
Црном Гором	1.441	2.527
БиХ	3.128	2.402
Хрватском	1.510	1.932
Мађарском	4.661	4.729
По свим границама	17.044	16.382

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2021. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од око 23 милиона € и то по следећој структури:

Табела 3-17: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2021. години

Алокације	Приходи (€)
Годишње	4.721.531
Месечне	11.567.015
Дневне	6.725.381
Укупно	23.013.927

У складу са Уредбом ЕУ 714/2009, приходи ОПС од расподеле прекограничног капацитета су саставни део укупног прихода, 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, у циљу смањења загушења.

3.3.4 Пренете количине електричне енергије

У табели 3-18 су приказани подаци о пренетој електричној енергији и губицима у преносном систему у 2021. години у односу на билансом планиране количине за 2021. годину. У односу на билансом планиране количине пренета енергија је око 3% већа, док су остварени губици око 1% мањи од планираних.

Табела 3-18: Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ)

	2021.		
	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	40.539	41.752	102,99
Губици (GWh)	827	845	102,18
Губици (%)	2,04%	2,02%	99,02
Изаз (GWh)	39.712	40.907	103,01

Остварени физички транзит електричне енергије у 2021. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далековода, износио је 5.231 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-19.

Табела 3-19: Транзит електричне енергије по месецима у току 2021. године (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	435	311	401	497	493	471	479	446	562	375	332	429

На делу система без АПКМ, преузето је 41.752 GWh електричне енергије, од тога је 33.754 GWh преузето из хидроелектрана, термоелектрана и термоелектрана-топлана прикључених на преносни систем, 1.004 GWh је преузето из ветроелектрана прикључених на преносни систем, 6.649 GWh је преузето из суседних система, док је 334 GWh 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 10 GWh електричне енергије. Највећи део преузете енергије је испоручен системима за дистрибуцију електричне енергије, затим краћим купцима, суседним системима и реверзибилним и пумпним постројењима за потребе пумпања.

Табела 3-20: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ)

	Јед. мере	2020.	2021.	2021./2020.
Пренета електрична енергија	GWh	39.928	41.752	104,57
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	121,11	125,52	103,64
Максимално сатно оптерећење	MW	5.436	5.620	103,36
Губици у преносном систему	GWh	798	845	105,89
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,00	2,02	101,00

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2021. години износили 845 GWh, што је 2,02% електричне енергије која је преузета у преносни систем. Оператор преносног система (EMC АД) је током 2021. године набављао електричну енергију за покривање губитака на билатералном тржишту преко аукцијске платформе и на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији (SEEPEx) тако што је на билатералном тржишту набавио 67,58%, а на SEEPEx 32,42% електричне енергије за покривање губитака у преносном систему. EMC АД је надокнађивао одступања обрачунатих од планираних губитака на баланском тржишту електричне енергије.

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 првог и последњег квартала 2021. године, просечна дневна потрошња у Србији без АПКМ, која у великој мери зависи од средње дневне температуре, била је 103.097 MWh. Највећа дневна бруто потрошња у Србији без АПКМ од 125.516 MWh је остварена 23. децембра 2021. године, а 23. децембра 2021. у 20 сату је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.620 MW.

3.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Реорганизацијом ЈП ЕПС, 01. јула 2015. године, је формирано јединствено зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ које је обављао делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом електричне енергије на територији Србије без АПКМ. Од 01. априла 2021. године, ову делатност обавља привредно друштво „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. (ОДС). 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.

Наважније активности оператора дистрибутивног система у 2021. 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 плана развоја дистрибутивног система, трогодишњег плана инвестиција и усклађивање са плановима развоја и инвестиција преносног система и захтевима за прикључење објеката произвођача и купаца;
- активности на преузимању мерних места и пратеће опреме (прикључака);
- сарадња са EMC 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/х kV/kV од EMC АД и предаја водова 110 kV EMC АД;
- набавка енергије за надокнаду губитака у дистрибутивној мрежи и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасност и транспарентност рада дистрибутивног система, као и функционисање тржишта.

ОДС је имао, али није испунио, законску обавезу да до краја 2020. године преузме мерне уређаје, мерно разводне ормане, прикључне водове, инсталације 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, изменама закона о енергетици из маја 2021. године прописано да ово преузимање буде реализовано до краја 2024. године.

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 друга питања од значаја за рад дистрибутивног система. ОДС је после свог

оснивања у другој половини 2015. године; започео израду ових 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. године дао сагласност на правила, која су у примени од 01. августа 2017. године. Током 2018. године су припремљене измене у правилима којима се исправљају уочене техничке грешке и које су почетком 2019. године достављене Агенцији ради давања сагласности. Савет Агенције је на седници одржаној 01. марта 2019. дао сагласност на предложене измене. У 2020. години није било активности на измени ових правила, али после доношења измена закона о енергетици у мају 2021. године, очекује се да буду донете уредбе којима се регулише испорука и снабдевање електричном енергијом и прикључење објеката на дистрибутивни систем, после чега ће се створити услови да ОДС припреми нова Правила о раду која ће бити усклађена са овим актима.

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.

Делатност дистрибуције електричне енергије на територији Републике Србије у 2020. години обављало је једно зависно привредно друштво Оператор дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд, као део вертикално интегрисаног предузећа ЈП ЕПС. Како 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, то је преносом удела ЈП ЕПС на Републику Србију крајем 2020. године и оснивањем и регистрацијом новог привредног друштва почетком 2021. године, ОДС отпочео да обавља делатност самостално, ван контроле ЈП ЕПС-а, од када послује и под новим пословним именом „Електродистрибуција Србије“ д.о.о.

Сагласно Закону (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 (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 2018. године, да би након преноса удела на Републику Србију и оснивања „Електродистрибуција Србије“ д.о.о, ово привредно друштво крајем 2021. године доставило Агенцији нови Програм усклађености ради добијања сагласности, сагласно Закону.

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). Крајем 2021. године Електродистрибуција Србије д.о.о поднела је Агенцији и захтев за добијање сагласности на одлуку о именовању лица за праћење Програма усклађености у „Електродистрибуција Србије“ д.о.о.

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. године). 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 прикључења 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.

Акт о висини трошкова прикључења на систем за дистрибуцију електричне енергије, који је ОДС донео јуна 2016. године примењиван је и у 2021. години.

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-табелама које је утврдила Агенција.

ОДС је у 2021. години доставио 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.

3.4.2.2 Цене приступа систему

Дистрибутивна предузећа су први пут почела да примењују регулисане цене приступа, односно коришћења дистрибутивног система, 01. марта 2010. године, након позитивног мишљења Агенције на предлоге цена добијених од 5 дистрибутивних привредних друштава и добијања сагласности Владе Републике Србије. Након тога, цене приступа дистрибутивним системима су кориговане 01. априла 2011, 01. августа 2013. и оне су, за купце који имају право на гарантовано снабдевање, важиле до краја фебруара 2016. године. У међувремену, 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. јануара 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. године формиран је један ОДС за целу територију Републике Србије, па је 01. марта 2016. године ОДС, уз сагласност Агенције, донео јединствену цену приступа дистрибутивном систему за све купце чији су објекти повезани на дистрибутивни систем, која је примењивана до 08. новембра 2019. године када је ступила на снагу нова цена приступа дистрибутивном систему и која је важила у току целе 2020. године.

У току 2021. године важиле су цене приступа дистрибутивном систему од 08. новембра 2019. године, цене од 01. фебруара 2021. године и цене од 01. октобра 2021. године.

Табела 3-21: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ)

Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене				
	од 1.8.2013.	од 1.3.2016.	од 8.11.2019.	од 01.02.2021.	од 01.10.2021.
Средњи напон - укупно	1,66	1,32	1,26	1,33	1,47
Ниски напон (0,4 kV I степен)	3,53	3,58	3,40	3,64	4,05
Широка потрошња - укупно	3,27	3,46	3,61	3,86	4,28
- 0,4 kV II степен	3,75	3,87	3,93	4,20	4,68
- домаћинства	3,20	3,40	3,56	3,80	4,22
Јавно осветљење	3,06	2,82	2,81	3,22	3,61
ПРОСЕЧНО	2,93	2,93	2,92	3,11	3,43

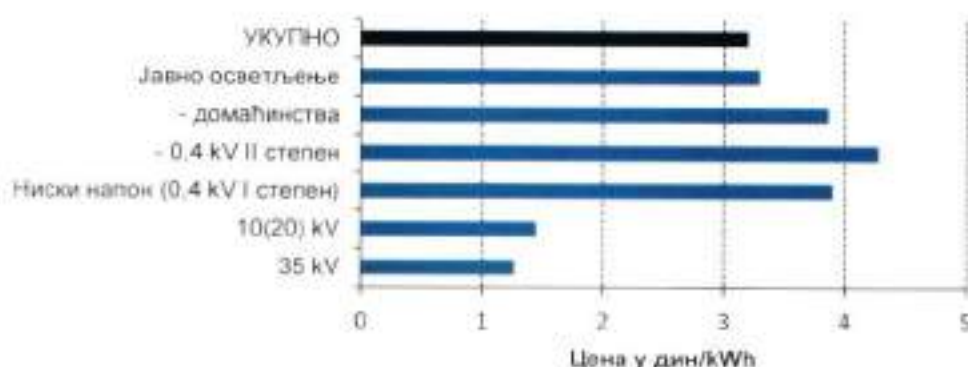
дин/kWh

Просечна остварена цена приступа дистрибутивном систему у 2021. година за све купце (без ПДВ и такси) износила је 3,20 динар/кWh (табела 3-22).

Табела 3-22: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему

Категорија потрошње	дин/кWh									
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
35 kV	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25	1,24	1,25	1,24	1,20	1,27
10 kV	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46	1,38	1,39	1,40	1,41	1,45
Ниски напон (0,4 kV I степен)	3,19	3,68	4,22	4,12	3,95	3,86	3,81	3,79	3,64	3,90
- 0,4 kV II степен	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81	3,82	3,82	3,84	4,02	4,28
- домаћинства	2,39	2,66	3,29	3,27	3,38	3,42	3,45	3,48	3,55	3,86
Јавно осветљење	1,86	2,48	3,10	3,08	2,66	2,82	2,82	2,81	2,91	3,29
ПРОСЕЧНО	2,14	2,66	3,01	2,96	2,96	2,96	2,95	2,95	3,00	3,20

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 2021. години.



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2021. години

У току 2021. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије, којом су уједнени нови корисници дистрибутивног система купац-произвођач и енергетски субјект чији су објекти за складиштење електричне енергије прикључени на систем за дистрибуцију електричне енергије.

Актуелна цена приступа дистрибутивном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aeris.rs).

3.4.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор дистрибутивног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. У циљу надокнаде трошкова насталих пружањем истих, ОДС је утврдио ценовник за нестандартне услуге на који је Савет Агенције дао сагласност јануара 2019. године. У њему су дефинисане врсте нестандартних услуга и утврђене њихове цене. Ценовник се састоји из три дела: 1) Техничке услуге корисницима система ОДС, 2) Услуге везано за издавање услова за пројектовање и прикључење и 3) Услуге везано за издавање мишљења о условима за прикључење електрана. Ове цене се нису мењале, тако да су важиле и у 2021. години.

3.4.3 Дистрибуирана количина електричне енергије

Дистрибуирана електрична енергија је највећим делом преузета из преносног система. Мања количина енергије се преузима од електрана прикључених на дистрибутивни систем и она се из године у годину повећава. Енергија преузета од електрана прикључених на дистрибутивни систем је у 2021. години била за 29,6% већа него у 2020. години. Због производње електрана прикључених на дистрибутивни систем у подручјима са малом потрошњом електричне енергије, дошло је и до појаве да је око 10 GWh електричне енергије испоручено из дистрибутивног у преносни систем, што је за 2 GWh мање у односу на 2020. годину.

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2021. години процентуално мањи у односу на 2020. годину, али и даље су изнад технички оправданих. Ниво губитака је процентуално на приближно истом нивоу као у 2019. години. Како су у 2020. години, због пандемије вируса COVID-19, услови

за организацију и рад целог електроенергетског сектора били специфични, губици у 2021. години се пореде са губицима из 2019. године. С обзиром да су ови губици приближно исти, може се закључити да активности оператора дистрибутивног система у 2021. години на смањењу губитака нису биле интензивне. Виши 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. Међутим, високи губици су изазвани и великим бројем неовлашћених прикључења на дистрибутивну мрежу и неовлашћеним преузимањем (крађом) електричне енергије. Поред тога, губици су високи и због дугогодишњег недовољног улагања у дистрибутивну мрежу. Посебан проблем представља велико кашњење у замени дотрајалих мерних уређаја и преузимању мерних места и прикључних водова. То потврђују подаци о минималним активностима на контроли и преузимању мерних уређаја и прикључних водова и опреме, што је предуслов њиховог довођења у технички исправно стање и елиминисање крађе електричне енергије. Очекује се да ће у наредном периоду ове активности бити интензивније. Приликом давања сагласности на цене приступа дистрибутивном систему, при оцени оправданог износа губитака у мрежи, узимаће се у обзир сви релевантни подаци из претходних година, као и износи губитака и планиране активности које су предвиђене у плановима за смањење губитака.

Табела 3-23: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2012-2021.

	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	GWh, %
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162	30.503	30.040	30.002	30.027	31.004	
Преузето из преносне мреже (без ултаца на 110 kV)	30.183	29.965	29.078	29.778	29.712	29.964	29.397	29.389	29.333	30.105	
Преузето из суседних дистрибутивних система	3,6	0,1	6,4	32,2	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Производња електричне енергије прикључених ка ДС	73	104	207	321	448	538	642	612	693	698	
Укупно испоручено из дистрибутивног система	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246	26.549	26.376	26.476	26.440	27.368	
Испоручено крајњим купцима (без ултаца на 110 kV)	25.577	25.586	25.130	25.861	26.147	26.425	26.240	26.358	26.374	27.298	
Испоручено суседним дистрибутивним системима	0,6	0,5	27,4	32,3	96,5	121	128	113	54	60	
Испоручено у преносни систем						3	8	5	12	10	
Губици у дистрибутивном систему	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3.527	3.587	3.636	
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	15,16	14,91	14,36	14,06	12,98	12,96	12,20	11,75	11,95	11,73	

3.5 Затворени дистрибутивни системи

На крају 2021. године лиценцу за дистрибуцију електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом имало је пет енергетских субјеката:

- оператор затвореног дистрибутивног система „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд (BELGRADE AIRPORT),
- оператор затвореног дистрибутивног система Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад (НИС),
- оператор затвореног дистрибутивног система Друштво са ограниченом одговорношћу за производњу и дистрибуцију енергије и флуида и пружање услуга "ЕНЕРГЕТИКА", Крагујевац (ЕНЕРГЕТИКА),
- оператор затвореног дистрибутивног система "ELIXIR PRAHOVO" ИНДУСТРИЈА ХЕМИЈСКИХ ПРОИЗВОДА ДОО ПРАХОВО (ELIXIR PRAHOVO) и
- оператор затвореног дистрибутивног система Друштво са ограниченом одговорношћу за грађевинарство одржавање и услуге "MIND REAL ESTATE" Лужнице (MIND REAL ESTATE).

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор затвореног дистрибутивног система BELGRADE AIRPORT повезан је на дистрибутивни систем ОДС Електродистрибуција Србије на напонски ниво 35 kV и чине га

- 1 трансформаторска станица 35/10 kV/kV са два трансформатора укупне инсталисане снаге 16 MVA,
- 6 трансформаторских станица 10/0,4 kV/kV са 10 трансформатора укупне инсталисане снаге 8.52 MVA
- 11 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 10 kV.

У 2021. години затворени дистрибутивни систем BELGRADE AIRPORT није почео са радом.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор затвореног дистрибутивног система НИС је повезан на преносни систем на напонски ниво 220 kV. Овај затворени дистрибутивни систем чине:

- 1 трансформаторска станица 220/6 kV/kV са 2 трансформатора укупне инсталисане снаге 63 MVA,
- 1 трансформаторска станица 35/6 kV/kV без трансформатора јер је у њој задржан само напонски ниво 6 kV,
- 0,15 km надземних водова напонског нивоа 220 kV и
- 8,4 km подземних водова напонског нивоа 6 kV.

Затворени дистрибутивни систем НИС почео је са радом 01. августа 2021. године.

У 2021. години у затворени дистрибутивни систем НИС преузето је из преносног система укупно 92,3 GWh електричне енергије, од чега је 0,1 GWh испоручено купцима који су прикључени на затворени дистрибутивни систем, док је за сопствене потребе потрошено 92 GWh. Губици у затвореном дистрибутивном систему су износили 0,2 GWh електричне енергије.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор затвореног дистрибутивног система ЕНЕРГЕТИКА, повезан је на преносни систем на напонски ниво 110 kV и чине га:

- једна трансформаторска станица TC 110/35 kV/kV инсталисане снаге 126 MVA,
- једна трансформаторска станица TC 35/6 kV/kV инсталисане снаге 36 MVA,
- 18 трансформаторских станица TC 6/0,4 kV/kV укупне инсталисане снаге 55,7 MVA,
- 2,4 km надземних водова 35 kV напонског нивоа,
- 19 km кабловских водова 35 kV напонског нивоа,
- 42 km надземних водова 6 kV напонског нивоа и
- 30 km електроенергетских кабловских водова 6 kV напонског нивоа.

Затворени дистрибутивни систем ЕНЕРГЕТИКА почео је са радом 01. марта 2021. године.

У 2021. години у затворени дистрибутивни систем ЕНЕРГЕТИКА преузето је из преносног система укупно 37,1 GWh електричне енергије, од чега је 34,3 GWh испоручено купцима који су прикључени на затворени дистрибутивни систем, а 0,5 GWh испоручено је у дистрибутивни систем. Губици у затвореном дистрибутивном систему су износили 2,3 GWh електричне енергије.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор затвореног дистрибутивног система ELIXIR PRAHOVO је повезан на преносни систем Србије на напонски ниво 110 kV и чине га:

- 1 трансформаторска станица 110/10 kV/kV са два трансформатора укупне инсталисане снаге 63 MVA,
- 1 трансформаторска станица 35/10 kV/kV без трансформатора јер је у њој задржан само напонски ниво 10 kV,
- 2 трансформаторске станице 10/0,4 kV/kV са укупно 5 трансформатора укупне инсталисане снаге 8,3 MVA и
- 2,995 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 10 kV.

У 2021. години затворени дистрибутивни систем ELIXIR PRAHOVO није почео са радом.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор затвореног дистрибутивног система MIND REAL ESTATE је повезан на дистрибутивни систем ОДС Електродистрибуција Србије на напонски ниво 10 kV. Овај затворени дистрибутивни систем чини:

- 5 трансформаторских станица 10/0,4 kV/kV са укупно 10 трансформатора укупне инсталисане снаге 10,07 MVA,
- 7,8 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 10 kV и
- 10 km електроенергетских кабловских водова напонског нивоа 0,4 kV.

У 2021. години затворени дистрибутивни систем MIND REAL ESTATE није почео је са радом.

У складу са поглављем XII Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије, цена приступа затвореном дистрибутивном систему електричне енергије утврђује се као средња вредност образованих и примењених тарифа за тарифне елементе „активна снага“, „активна енергија“ и тарифни елемент „реактивна енергија“ свих енергетских субјекта који обављају делатност дистрибуције електричне енергије и управљања дистрибутивним системом, за одговарајућу категорију, односно групу корисника система.

Цена приступа затвореном дистрибутивном систему електричне енергије се одређује на начин из става 1. поглавља XII методологије без обзира да ли је тај систем повезан на преносни систем електричне енергије или на дистрибутивни систем електричне енергије.

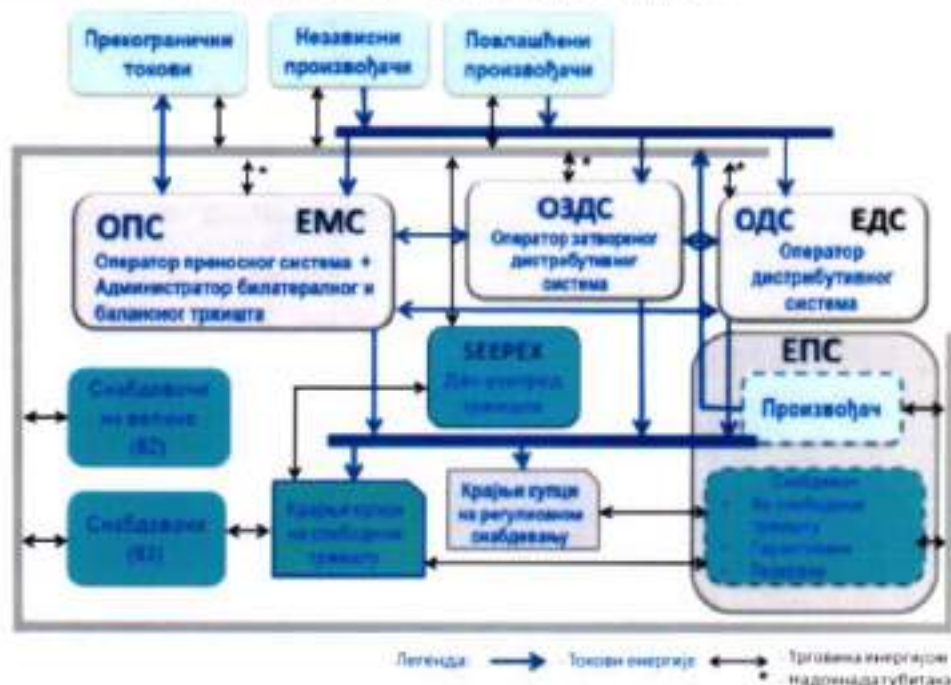
Оператор затвореног дистрибутивног система цене приступа затвореном дистрибутивном систему исказује по тарифама за тарифне елементе и према категоријама и групама корисника система и обрачунава услугу приступа затвореном дистрибутивном систему примењујући одредбе поглавља V, VI, IX и X поменуте методологије.

3.6 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 у 2021. години је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије на крају 2021. године

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.

3.6.1 Билатерално тржиште електричне енергије

На билатералном тржишту се одвијају куповина и продаја електричне енергије директно између учесника на тржишту, при чему су на veleprodajном билатералном тржишту учесници трговали електричном енергијом по слободним ценама, док се на maloprodajном билатералном тржишту снабдевање одвијало по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да су од 2014. године сви купци осим домаћинстава и малих купаца електричну енергију морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци од 2015. године имају могућност избора снабдевача на слободном тржишту и увек могу да се врате код гарантованог снабдевача.

3.6.1.1 Veleprodajно тржиште

Veleprodajно тржиште електричне енергије је у 2021. години било базирано на трговини између снабдевача, с обзиром да, осим ветроелектрана које су повлашћени произвођачи, већи независни произвођачи електричне енергије 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 2021. године увоз електричне енергије за потребе купаца у Србији је био незнатно већи од извоза. Извоз је био доминантан у првом кварталу 2021. године и тада је био два пута већи од увоза. У последњем кварталу године увоз је био доминантан и био је два пута већи од извоза.

Количине електричне енергије, продате и купљене на организованом тржишту су увећане за око 20 процената у односу на претходну годину. Од почетка рада организованог тржишта електричне енергије спада билатерална трговина између снабдевача. Тај тренд је настављен и у 2021. години пошто је обим трговине на билатералном тржишту био око 2 пута већи него на организованом (у 2020. је обим трговине на билатералном тржишту био 2,3 пута већи него на организованом). Продаја енергије крајњим купцима на слободном тржишту је незначитно, за 1,07%, порасла у односу на 2020. годину.

Укупна количина енергије која је била предмет трговине на берзи у смеру куповине била 3.580 GWh. Међутим, део те енергије није предмет трговине снабдевача већ је оператор преносног система купио део електричне енергије за надокнаду губитака на организованом тржишту у износу од 264 GWh. Укупан обим трговине на организованом тржишту у смеру продаје био је 3.305 GWh.

Учешће на аукцијама за расподелу прекограничних капацитета је опақнано пошто је организовањем заједничких аукција са операторима суседних система на већини граница, омогућено да и субјекти који нису лиценцирани у Србији имају приступ прекограничним капацитетима.

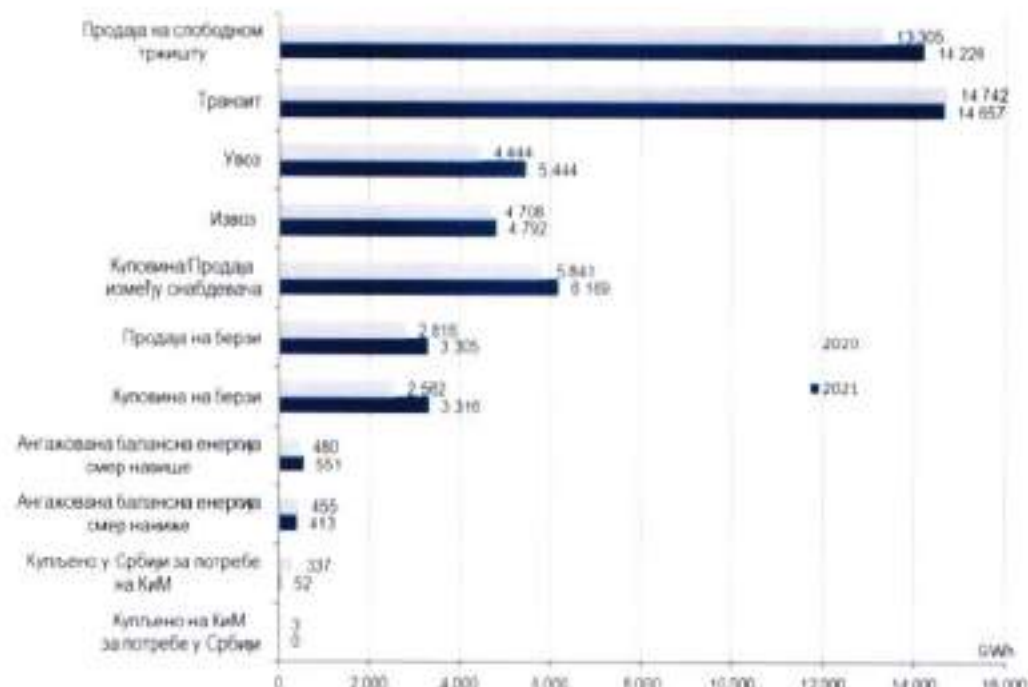
Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2021. години је имало 68 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 4 учесника више у односу на 2020. годину. На тржишту је било 54 активна учесника, што је за 3 мање него у 2020. години, од којих се снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту бавило 11 снабдевача, што је на истом нивоу као у претходној години.

Табела 3-24: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2012. до 2021.

Година	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Број учесника на тржишту	45	37	47	51	60	65	68	76	64	68

За потребе балансирања дневних планова рада снабдевача, укупна ангажована балансна енергија у 2021. години је износила 964 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 118,8 €/MWh, што је за 83,7 €/MWh више него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 152,3 €/MWh за смер ангажовања навише и 72,1 €/MWh за смер ангажовања наниже.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2020. и 2021. години⁶, при чему подаци о продаји на слободном тржишту не обухватају електричну енергију продату за сопствене потребе у вертикално интегрисаном предузећу снабдевача.



Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2020. и 2021. године

⁶ Све подаци приказани у табелама датирана су закључно са 15. фебруара 2022. године и подложни су променама у складу са Правилником о раду тржишта електричне енергије.

3.6.1.1.1 Активности снабдевача

Снабдевачи који су на билатералном тржишту електричне енергије продавали енергију другим снабдевачима:

1. ALPIQ ENERGY SE, Праг
2. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
3. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
4. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
5. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд "
6. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
7. "MFT Energy" A/S, Aarhus C., Краљевина Данска
8. Привредно друштво "EDF TRADING LIMITED", Лондон, Велика Британија
9. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
10. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
11. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
12. "GEN-I", trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o., Krško, Slovenija
13. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
14. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
15. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
16. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
17. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д. Љубљана
18. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
19. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
20. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
21. AXPO SOLUTIONS AG", Baden, Швајцарска
22. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
23. "ENERGY SUPPLY EOOD", Бугарска
24. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
25. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
26. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
27. "DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
28. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
29. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
30. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
31. "ELPETRA ENERGY" AD, Софија, Бугарска
32. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
33. "MET SRB" д.о.о. Београд
34. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
35. RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд
36. "L-NRG Energiakereskedelmi ZRt", Будимпешта, Мађарска
37. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
38. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
39. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
40. "FRANKLIN POWER" доо, Београд

Снабдевачи који су на билатералном тржишту електричне енергије куповали енергију од других снабдевача:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд
3. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
4. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд "
5. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
6. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
7. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
8. ALPIQ ENERGY SE, Праг
9. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
10. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
11. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
12. "GEN-I", trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o., Krško, Slovenija
13. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
14. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
15. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
16. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ

17. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
18. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
19. AXPO SOLUTIONS AG", Baden, Швајцарска
20. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
21. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
22. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
23. „RESTART ENERGY” доо Београд-Нови Београд
24. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
25. „ENERGY SUPPLY EOOD”, Бугарска
26. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
27. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
28. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
29. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
30. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
31. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
32. "ČEZ SRBIJA" DOO BEOGRAD
33. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
34. Привредно друштво "EDF TRADING LIMITED", Лондон, Велика Британија
35. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
36. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
37. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
38. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
39. "ELPETRA ENERGY" AD, Софија, Бугарска
40. „RESTART ENERGY” доо Београд-Нови Београд
41. ČEZ A. S", Праг, Чешка Република
42. "L-NRG Energiakereskedelmi ZRT", Будимпешта, Мађарска
43. "MET SRB" д.о.о. Београд
44. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
45. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
46. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
47. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд
48. "FRANKLIN POWER" доо, Београд
49. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
50. „JAS Budapest" д.о.о. Subotica
51. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
52. Привредно друштво „ЕПЦГ” д.о.о. Београд
53. EVN Trading д.о.о. Београд
54. EFT TRADE д.о.о. Београд

Снабдевачи који су увозили електричну енергију:

1. ALPIQ ENERGY SE, Праг
2. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
3. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
4. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
5. Привредно друштво "EDF TRADING LIMITED", Лондон, Велика Британија
6. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
7. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
8. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
9. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
10. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
11. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
12. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
13. Јавно предузеће "Електроприреда Србије" Београд
14. Привредно друштво "ENERGOVIA EOOD", Софија, Бугарска
15. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
16. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
17. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
18. AXPO SOLUTIONS AG", Baden, Швајцарска
19. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
20. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
21. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД
22. ENERGY SUPPLY EOOD", Бугарска

23. ČEZ A.S., Праг, Чешка Република
24. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
25. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
26. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
27. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
28. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
29. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
30. "MET SRB" д.о.о. Београд
31. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
32. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
33. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
34. "L-NRG Energiakereskedelmi ZRt", Будимпешта, Мађарска
35. RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд
36. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
37. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
38. "FRANKLIN POWER" доо, Београд

Снабдевачи који су извозили електричну енергију:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
3. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
4. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
5. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о., Београд
6. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
7. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
8. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
9. ALPIQ ENERGY SE, Праг
10. Привредно друштво "EDF TRADING LIMITED", Лондон, Велика Британија
11. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
12. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
13. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
14. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
15. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
16. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
17. AXPO SOLUTIONS AG", Баден, Швајцарска
18. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
19. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
20. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
21. ENERGY SUPPLY EOOD", Бугарска
22. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
23. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
24. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
25. ČEZ A.S., Праг, Чешка Република
26. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
27. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије"а.д. Нови Сад
28. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу Београд
29. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
30. "L-NRG Energiakereskedelmi ZRt", Будимпешта, Мађарска
31. "MET SRB" д.о.о. Београд
32. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
33. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
34. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
35. "FRANKLIN POWER" доо, Београд
36. „JAS Budapest" д.о.о. Суботица
37. Привредно друштво „ЕПЦГ" д.о.о. Београд
38. EVN Trading д.о.о. Београд

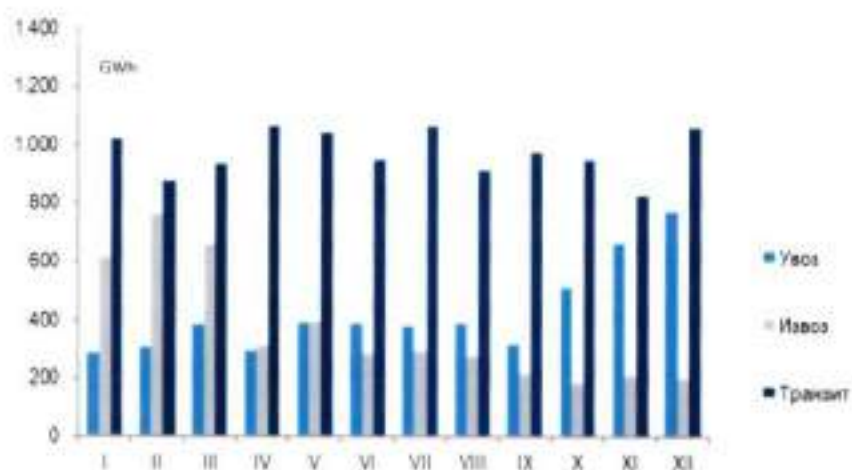
Снабдевачи који су се бавили транзитом електричне енергије:

1. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
2. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
3. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
4. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана

5. Привредно друштво "EDF TRADING LIMITED", Лондон, Велика Британија
6. Друштво са ограниченом одговорношћу за трговину и услуге MVM PARTNER SERBIA д.о.о. Београд
7. ALPIQ ENERGY SE, Prag
8. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
9. Green Energy Trading д.о.о. Београд (Савски венац)
10. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
11. "AXPO SOLUTIONS AG", Baden, Швајцарска
12. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
13. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о. Београд
14. "MFT Energy" A/S, Aarhus C., Крајевина Данска
15. EVN Trading д.о.о. Београд
16. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
17. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу Београд
18. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
19. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
20. "MET SRB" д.о.о. Београд
21. "FRANKLIN POWER" доо, Београд
22. ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG", Cham, Швајцарска
23. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
24. ENERGY SUPPLY FOOD", Бугарска
25. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
26. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
27. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
28. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
29. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
30. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
31. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу Београд
32. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
33. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
34. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "НЕР-ЕНЕРГИЈА" ДОО БЕОГРАД

На основу података које су доставили снабдевачи електричном енергијом (комерцијални подаци), током 2021. године транзит је увећан за 14%, увоз је такође увећан за 14%, док је извоз опао за 6% у односу на претходну годину. Извоз је био изражен у јануару, фебруару и марту када је извезено готово дупло више енергије него у осталим месецима. Увоз је био највећи у октобру, новембру и децембру 2021. године и био је за око три пута већи од извоза у тим месецима.

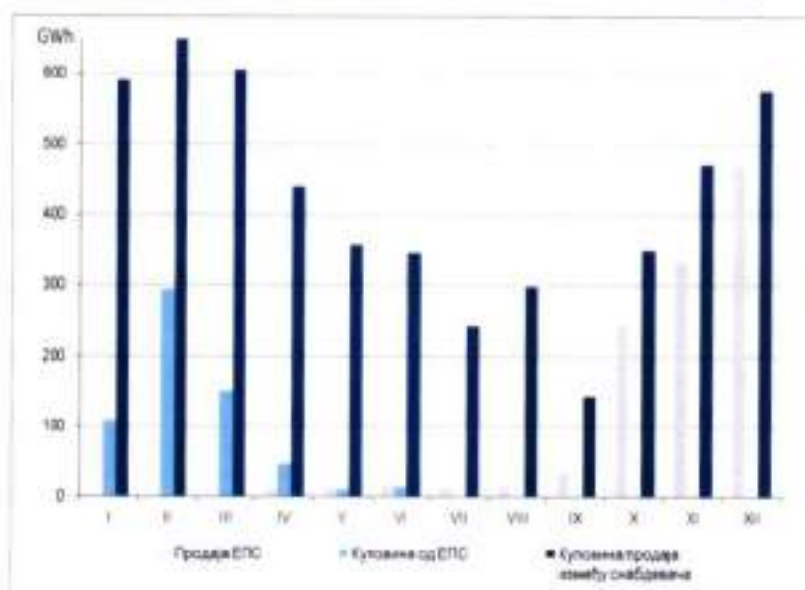
Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2021. години приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2021. години

На слици 3-10 је приказана куповина/продаја електричне енергије између снабдевача, куповина ЈП ЕПС од осталих снабдевача и продаја ЈП ЕПС другим снабдевачима. У последњем кварталу године 2021. године, ЈП ЕПС је од снабдевача куповао значајну количину електричне енергије. Током целе године активност продаје електричне енергије ЈП ЕПС другим снабдевачима је била незнатна, осим у првом кварталу, када је та продаја

износила 558 GWh. Трговина између осталих снабдевача је постојала током целе године, а највећа је била у првом кварталу године када је предмет трговине било 1.983 GWh електричне енергије.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2021. години

У табели 3-25 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2021. години. 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 тржишта⁷ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁸.

Табела 3-25: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2021. години

Активност снабдевача у 2021. години	Количина електричне енергије	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине	Херфиндал-Хиршманов индекс HHI	Ниво концентрисаности тржишта
	(GWh)	(%)		
Трговина на организованом тржишту (берзи)				
Продаја	3.305	48	1.580	Умерено концентрисано
Куповина	3.315	33	1.090	Низак
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту				
Продаја	6.169	35	2.034	Низак
Куповина	6.169	44	2.301	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту				
Продаја	14.226	99,6	14.168	Висок

Ниво концентрисаности тржишта је остао на нивоу из 2021. године. Трговина на организованом тржишту је на нивоу прошлогодишњих вредности, што указује да је тржиште стабилније за разлику од великих промена у обиму трговања у прве две године рада берзе. Трговина на билатералном тржишту је за трећину већа у односу на претходну годину. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока, иако постоји незнатно смањење концентрисаности у односу на 2020. годину, што је последица доминантног попожаја ЈП ЕПС на малопродајном тржишту.

⁷ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

⁸ За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

HHI < 1000 - неконцентрисано

1001 < HHI < 2000 - умерено концентрисано

HHI > 2001 - високо концентрисано тржиште

3.6.1.2 Малопродајно тржиште

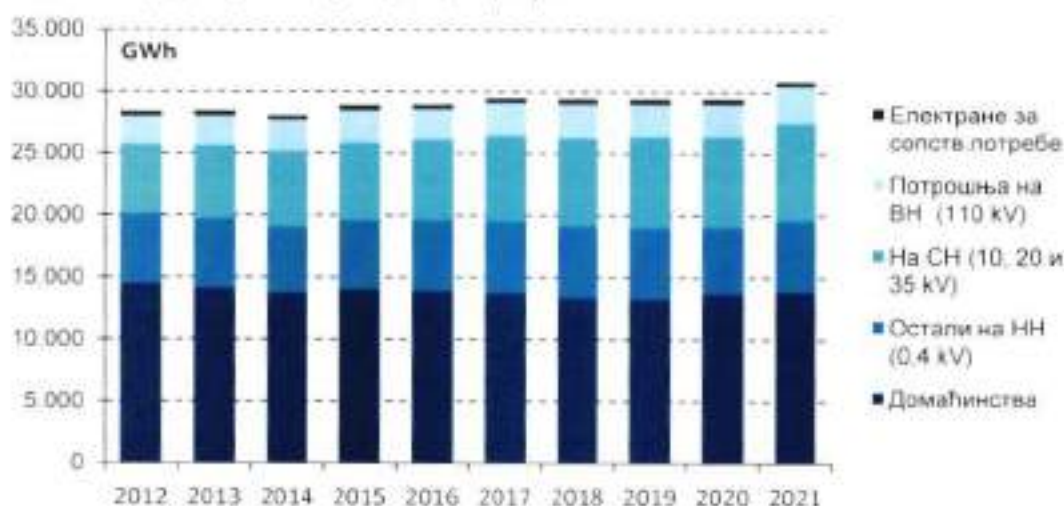
3.6.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

Крајњим купцима је у 2021. години укупно продато и испоручено 30.458 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је више од укупно испоручене количине у 2017. години када је била испоручена највећа количина електричне енергије у последњих десет година. У табели 3-26 је приказана потрошња електричне енергије у Републици Србији (без АПКМ) у периоду 2012-2021. година, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

Табела 3-26: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2012-2021.

Категорија потрошње	GWh										
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2021/ 2020.
Домаћинства	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	13.815	13.415	13.340	13.718	13.877	101,2
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.565	5.580	5.322	5.546	5.665	5.746	5.756	5.707	5.376	5.740	106,8
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	19.561	19.171	19.047	19.094	19.617	102,7
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.570	5.856	5.985	6.264	6.550	6.865	7.069	7.311	7.280	7.807	107,2
Купци на високом напону (110 kV)	2.312	2.415	2.555	2.689	2.479	2.695	2.798	2.649	2.665	3.034	113,8
Испоручено крајњим купцима	27.984	27.998	27.664	28.531	28.625	29.121	29.038	29.007	29.039	30.458	104,9
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	473	503	401	416	391	394	427	467	429	404	94,2
Укупна потрошња	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474	29.468	30.862	104,7

У односу на 2020. годину, у 2021. години, потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је већа за 4,9%. Повећана је потрошња свих крајњих купаца и то домаћинства за 1,2% (159 GWh), осталих на ниском напону за 6,8% (364 GWh), купаца на средњем напону за 7,2% (527 GWh) и купаца на високом напону за чак 13,8% (369 GWh). Временски услови су утицали на пораст потрошње и током лета јер су летње температуре биле веома високе. Са друге стране, температуре током зимских месеци су биле приближне температурама у 2020. години, па није било повећања потрошње у зимском периоду у односу на 2020. годину. Произвођачи су за сопствене потребе (потрошње електрана у функцији производње) преузели 6,8% мање електричне енергије него у претходној години. Код анализе података у посматраном десетогодишњем периоду 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 2012-2021. (без АПКМ)

Укупан број места испоруке у Републици Србији, без АПКМ (не рачунајући мерна места за објекте Железница Србије којих има 42 на преносном систему), крајем 2021. године је био 3.725.580 и у односу на 2020. годину тај број је повећан за 0,9%.

Табела 3-27: Број места испоруке у 2020. и 2021. години

Категорија потрошње	2020.	2021.	Индекс 2021./2020.
Домаћинства	3.281.525	3.306.173	100,8
Остали на ниском напону (0,4 kV)	403.891	413.902	102,5
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.240	5.454	104,1
Купци на високом напону (110 kV)	52	51	98,1
Укупан број мерних места	3.690.708	3.725.580	100,9

3.6.1.2.2 Продаја електричне енергије крајњим купцима

Укупна продаја електричне енергије крајњим купцима (без потрошње електрана у функцији производње), у 2021. години је износила 30.458 GWh. У односу на 2020. годину, она је већа за 4,9% (1.419 GWh).

Од 2014. године сви крајњи купци осим домаћинстава и малих купаца (који за стицање статуса малог купца 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) су електричну енергију морали да купују на слободном тржишту. Тржиште је потпуно отворено 2015. године од када домаћинства и мали купци имају могућност избора снабдевача на слободном тржишту и увек могу да се врате код гарантованог снабдевача по регулисаним ценама електричне енергије. Право на гарантовано снабдевање имају мали купци и домаћинства.

Табела 3-28: Продаја електричне енергије на малопродајном тржишту у периоду 2019-2021. година

	2019.	2020.	2021.	Индекс 2021./2020.
Регулисано тржиште	14.637	14.935	15.207	101,8
Слободно тржиште	14.370	14.104	15.251	108,1
Снабдевање по слободним ценама	14.261	14.032	15.041	107,2
Резервно снабдевање	109	72	210	291,7
Укупна продаја	29.007	29.039	30.458	104,9

На регулисаном тржишту је продато 1,8% (272 GWh) више електричне енергије, док је на слободном тржишту продато 8,1% (1.147 GWh) више електричне енергије у односу на 2020. годину (од тога је на резервном снабдевању продато 138 GWh више електричне енергије у односу на 2020. годину).

Снабдевачи који су снабдевали крајње купце на слободном тржишту:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије", Београд
2. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" доо, Београд
3. Друштво за трговину "NEP-ENERGIJA" доо, Београд
4. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", Чачак
5. "RESTART ENERGY" доо, Београд
6. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
7. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
8. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
9. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" а.д. Нови Сад
10. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима доо, Београд
11. EFT TRADE доо, Београд

3.6.1.2.3 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2021. години електричну енергију куповала само домаћинства и мали купци. Уведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту до 2021. године у којој је на регулисаном тржишту испоручено 49,9% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци, што је за 1,5% мање него у 2020. години (у 2020. години испоручено је на регулисаном тржишту за 1% мање енергије у односу на 2019. годину). Количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту по категоријама потрошње за период 2017-2021. година приказане су у табели 3-29. На крају 2021. године, електрична енергија по регулисаним ценама испоручивана је крајњим купцима на преко 3,5 милиона мерних места.

Регулисане цене електричне енергије за крајње купце, у складу са Законом о енергетици из 2004. године, први пут су примењене 01. јануара 2008. године, након позитивног мишљења Агенције о предлогу ЈП ЕПС и сагласности Владе Републике Србије. Важећа цена електричне енергије за гарантовано снабдевање крајњих купаца, одобрена је 01. фебруара 2021. године.

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

У 2021. години просечна тржишна, односно велепродајна цена, која се утађује на основу кретања тзв. Фуџерса на околним берзама за наредну годину и која у себи не садржи трошкове преноса и дистрибуције, кретала се на мађарској берзи (HUDEX) просечно 94,93 €/MWh за базу енергију, односно просечно 116,64 €/MWh за вршну енергију. Велепродајна цена за набавку електричне енергије, на основу које је одређена цена за гарантовано снабдевање крајњих купаца приликом давања сагласности на цене од 01. фебруара 2021. године, износила је 3,44 динар/MWh, односно 29,26 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2021. годину.

Табела 3-29: Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту (GWh)				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	526	321	247	231	261
- 0,4 kV II степен	1.212	1.101	1.048	990	1.078
- домаћинства	13.856	13.401	13.326	13.701	13.856
Јавно осветљење	48	28	16	13	12
УКУПНО гарантовано снабдевање	15.594	14.851	14.637	14.935	15.207

У табели 3-30. дато је кретање остварених просечних годишњих цена за купце који су имали право на гарантовано (јавно) 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.

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

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	10,50	11,31	11,43	12,21	11,57
- 0,4 kV II степен	8,84	8,91	8,96	9,39	9,67
- домаћинства	6,73	6,84	6,88	7,14	7,37
Јавно осветљење	6,55	6,53	6,56	6,80	7,01
Укупно ниски напон	7,02	7,09	7,10	7,36	7,60
УКУПНО ПРОСЕЧНО гарантовано снабдевање	7,02	7,09	7,10	7,36	7,60

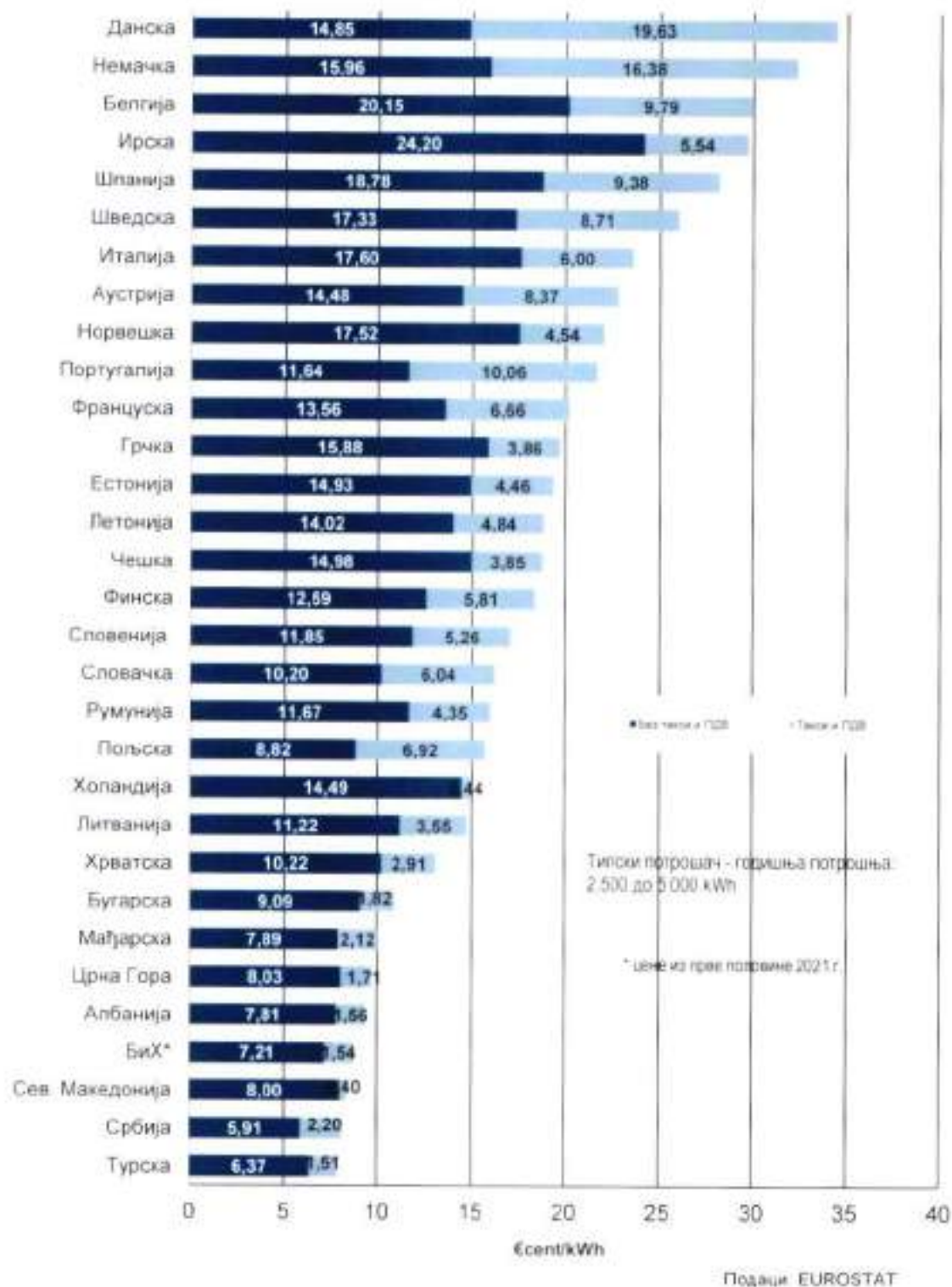
На основу остварене потрошње у овој категорији у 2021. години, 64% утрошене енергије је у зеленој зони, 34% у плавој и 2% у црвеној зони.

Табела 3-31: Тарифе за категорију купаца широка потрошња по зонама потрошње

Категорија купаца	Утрошена активна енергија (MWh)	Тарифе*	
		од 1.12.2019. (дин/kWh)	од 1.2.2021. (дин/kWh)
Широка потрошња			
Трошак јавног снабдевања		137,93	142,62
Обрачунска снага		50,443	52,158
Активна енергија			
BT зелена до 350 kWh	4.844.719	6.196	6.408
HT зелена до 350 kWh	2.452.923	1.649	1.802
JT зелена до 350 kWh	2.104.174	5.421	5.607
BT плава 351-1800 kWh	2.584.385	9.294	9.612
HT плава 351-1800 kWh	1.623.674	2.323	2.403
JT плава 351-1800 kWh	813.076	8.132	8.410
BT црвена преко 1800 kWh	145.235	18.588	19.224
HT црвена преко 1800 kWh	84.981	4.647	4.806
JT црвена преко 1800 kWh	38.251	16.264	16.821
Укупно	14.691.378		

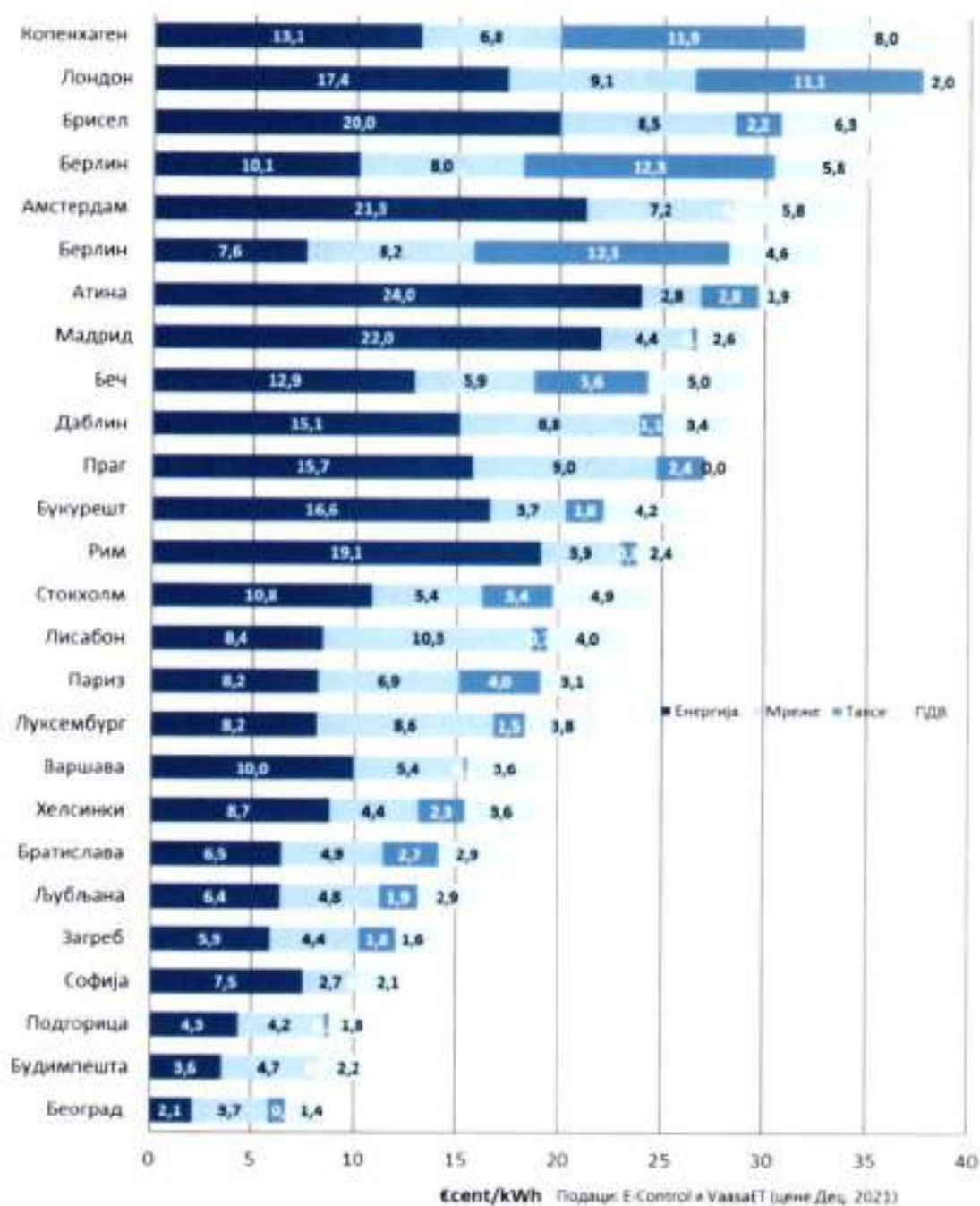
*Тарифе су дате без ПДВ (20%) и акцизе (7,5%)

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 другом полугодишту 2021. године, 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. Исказане цене у Србији за референтне купце из категорије домаћинство су најниже, посматрано без ПДВ и такси. Цене у Србији су не само ниже у односу на развијене европске државе, него и у односу на земље у региону. Исказане цене за референтне купце из категорије домаћинство са ПДВ и таксама су једино ниже у Турској у великој мери због девалвације турске лире у 2021. години, као и имајући у виду чињеницу да је у Србији ПДВ за електричну енергију 20%, а акциза је 7,5%.



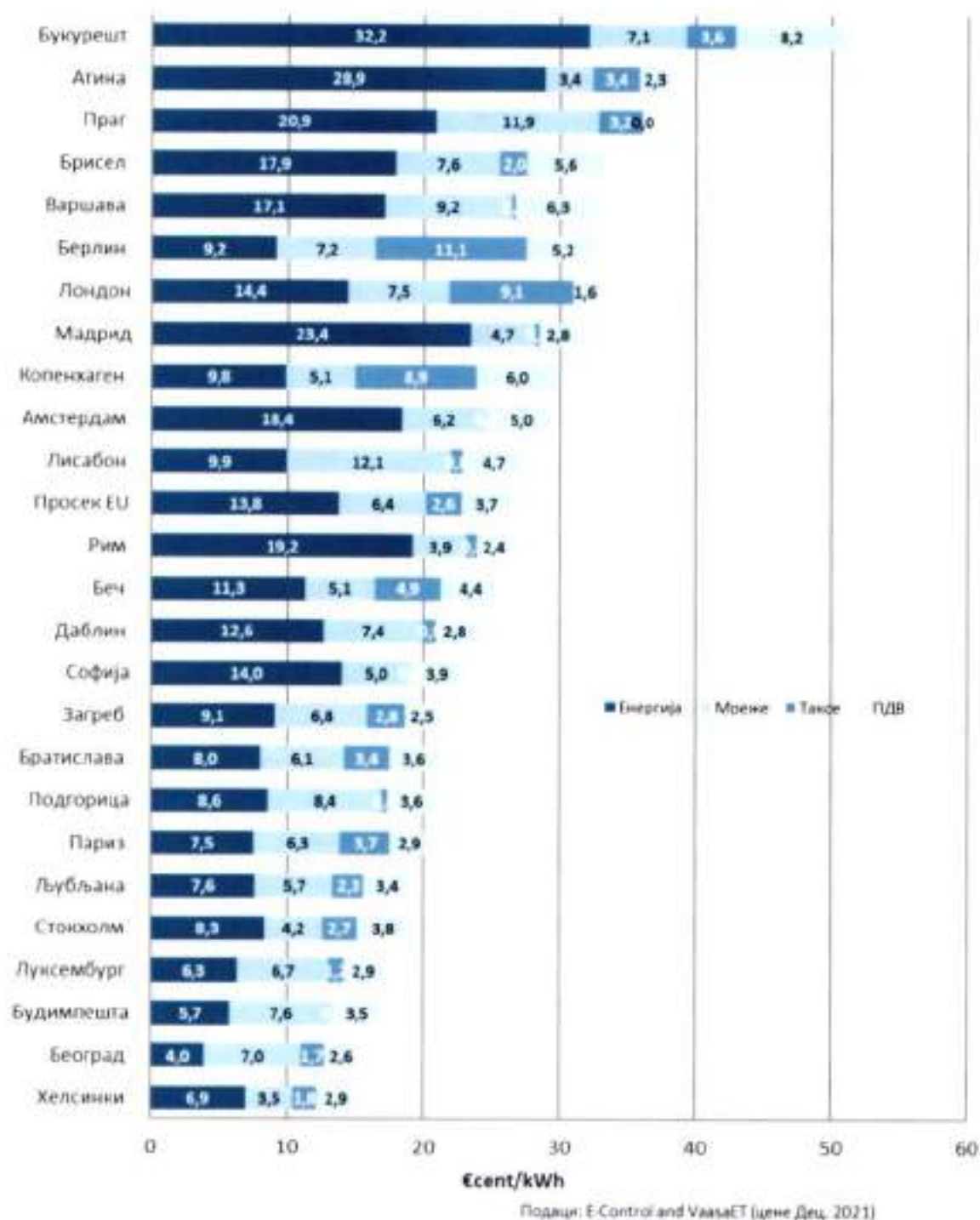
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – друга половина 2021. године

На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. 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, Атини и Букурешту).



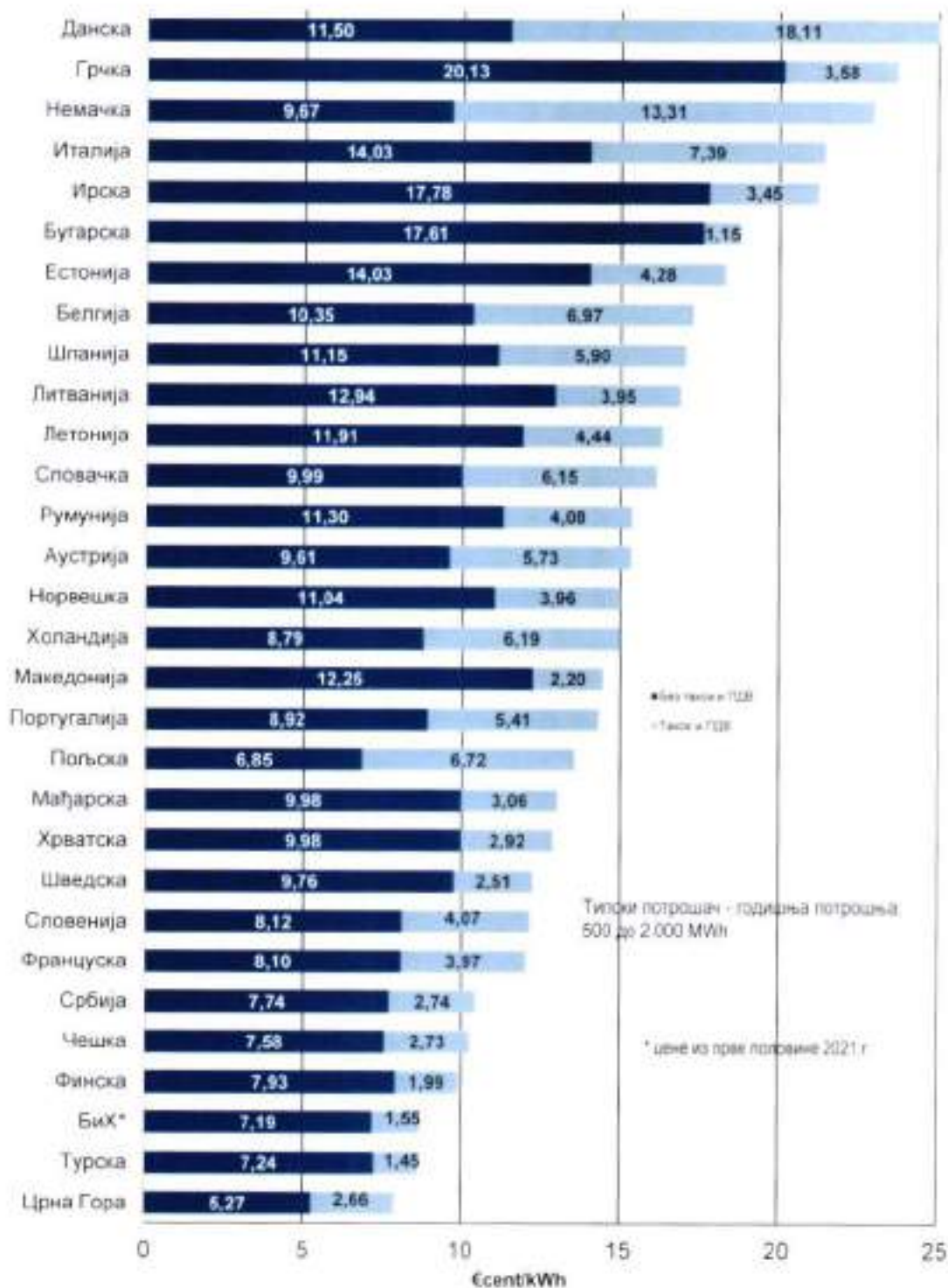
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. године

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 2021. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје између европских земаља. И у овом случају, цене електричне енергије за домаћинства у Београду су међу најнижим. Само је у Хелсинкију однос између зарада и цене електричне енергије повољнији него што је то случај у Србији.



Слика 3-14: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. године сведена на паритет куповне моћи

У 2021. години исказане цене у Србији за референтне купце за индустрију су више у односу на неке земље у региону (Црна Гора и Босна и Херцеговина), Турску, као и земље чланице ЕУ: Финску и Чешку.



Подаци EUROSTAT

Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - друга половина 2021. године

3.6.1.2.4 Продаја електричне енергије на слободном тржишту

Од 2015. године, сви крајњи купци могу да купују електричну енергију на слободном тржишту, на коме је у 2021. години испоручено 15.041 GWh електричне енергије, без енергије која је испоручена на резервном снабдевању, што је износило 49,4% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту електрична енергија је испоручивана на 143 хиљаде мерних места међу којима је било око 2,3 хиљаде

домаћинства (станови који су у власништву предузећа која електричну енергију обезбеђују на слободном тржишту.

Табела 3-32: Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту (GWh)				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Високи напон (110 kV)	2.896	2.798	2.637	2.853	3019
35 kV	1.049	1.006	1.101	1.148	1.144
10 (20) kV	5.737	6.022	6.178	6.105	6.560
Укупно високи и средњи напон	9.482	9.826	9.914	9.906	10.723
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2.555	2.788	2.863	2.680	2.819
- 0,4 kV II степен	799	918	979	951	1.018
- домаћинства	7	13	14	17	20
Јавно осветљење	465	472	491	478	461
Укупно ниски напон	3.826	4.191	4.374	4.126	4.318
УКУПНО слободно снабдевање	13.308	14.017	14.261	14.032	15.041

Од 68 енергетских субјеката која су крајем 2021 године била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 11.

Табела 3-33: Остварене количине продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту- по снабдевачима у 2021. години

Снабдевач	Количина (GWh)	Удео (%)
Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд	13678	96,15%
Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)	446	3,14%
ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "NEP-ENERGIJA" ДОО БЕОГРАД	43	0,30%
Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК	18	0,13%
RESTART ENERGY* доо Београд-Нови Београд	11	0,08%
"NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд	11	0,08%
"TWINFIN TESLA" доо, Београд	6	0,04%
Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево	4	0,03%
Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса "Нафтна индустрија Србије" д.д. Нови Сад	4	0,03%
PETROP друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд	3	0,02%
EFT TRADE д.о.о. Београд	0,03	0,00%

Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 96,15% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту (без енергије продате унутар вертикално интегрисаног предузећа) и уделом од 96,9% од укупне финалне потрошње.

Табела 3-34: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Високи напон (110 kV)	6,33	6,69	6,05	6,43	6,93
35 kV	6,07	6,52	8,87	6,94	6,02
10 (20) kV	6,35	6,91	7,44	7,97	8,10
Укупно високи и средњи напон	6,07	6,56	7,29	7,50	7,62
Ниски напон (0,4 kV I степен)	8,76	9,30	10,24	10,24	10,66
- 0,4 kV II степен	8,54	9,02	9,94	10,15	10,77
- домаћинства	8,82	8,97	9,86	10,19	10,84
Јавно осветљење	7,35	7,51	8,14	7,98	9,12
Укупно ниски напон	8,54	9,03	9,93	9,95	10,52
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,80	7,33	8,13	8,25	8,63

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2021. години је приказана у наредној табели

Табела 3-35: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце

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

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 211 GWh електричне енергије, односно 0,7 % од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању по категоријама потрошње за период 2017-2021. година приказане су табели 3-36.

Табела 3-36: Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању (GWh)				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Високи напон (110 kV)	0	0	12	12	15
35 kV	6	0	0	0	2
10 (20) kV	72	40	34	27	100
Укупно високи и средњи напон	78	40	46	39	118
Ниски напон (0,4 kV I степен)	72	54	31	18	54
- 0,4 kV II степен	27	25	15	4	29
- домаћинства	6	0	0	0	1
Јавно осветљење	40	50	17	11	9
Укупно ниски напон	139	129	63	33	93
УКУПНО резервно снабдевање	217	169	109	72	210

Структура остварене просечне цене за резервно снабдевање по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у следећој табели:

Табела 3-37: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Високи напон (110kV)	-	-	9,12	9,01	8,04
35 kV	8,66	8,48	10,47	-	10,04
10 (20) kV	8,75	8,70	10,17	9,96	9,79
Укупно високи и средњи напон	8,74	8,69	9,91	9,65	9,71
Ниски напон (0,4 kV I степен)	10,96	10,76	12,40	11,96	12,33
- 0,4 kV II степен	10,34	10,50	12,17	12,38	11,07
- домаћинства	10,36	10,79	12,11	12,63	11,86
Јавно осветљење	9,59	9,63	11,20	11,16	11,56
Укупно ниски напон	10,48	10,31	12,02	11,75	12,13
УКУПНО ПРОСЕЧНО	9,85	9,88	11,12	10,55	10,70

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродајном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 8,12 дин/kWh или 6,90 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2021. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

Табела 3-38: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Високи напон (110 kV)	5,33	5,69	6,07	6,45	6,94
35 kV	6,08	6,52	8,87	6,94	8,03
10 (20) kV	6,37	6,92	7,45	7,98	8,13
Укупно високи и средњи напон	6,09	6,57	7,31	7,50	7,84
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,10	9,53	10,36	10,41	10,76
- 0,4 kV II степен	8,74	8,98	9,45	9,77	10,22
- домаћинства	6,73	6,84	6,86	7,14	7,37
Јавно осветљење	7,40	7,60	8,19	8,01	9,12
Укупно ниски напон	7,34	7,53	7,76	7,92	8,26
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,94	7,22	7,61	7,79	8,12

Поред електричне енергије за потребе крајњих купаца, на слободном тржишту је обезбеђена и енергија за надокнаду губитака у преносној мрежи.

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 3-39: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена у 2021. години по активностима

Активност	Структура	Цена
		дин/MWh
Велепродајно тржиште	Продаја другим снабдевачима	12,33
	Продаја на берзи	12,86
	Извоз	12,22
	Укупна велепродајна цена	12,42
Пренос	Приступ преносној мрежи	0,27
	Губици преносне мреже	0,18
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,11
	Укупно пренос	0,56
Дистрибуција	Приступ дистрибутивној мрежи	2,28
	Губици дистрибутивне мреже	0,92
	Укупно дистрибуција	3,20
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	7,60
	Резервно снабдевање	10,70
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	8,63
	Укупно малопродаја	8,12
Остало	Додатни трошкови (порези и таксе)	2,94
Просечно крајњи купци		11,05
- од тога индустријски потрошачи		11,00
- од тога домаћинства		10,09

3.6.1.2.5 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 3-40: Промена снабдевача по мерним местима у 2021. години

Категорија потрошње	Број мерних места			Испоручена електрична енергија (MWh, %)		
	Укупан	Са променом снабдевача	%	Укупно	На мерним местима са новим снабдевачем	%
На високом напону	51	1	1,96	3.238.000	4.383	0,14
На средњем напону (35 kV)	138	2	1,45%	1.145.665	9.670	0,84
На средњем напону (10 и 20 kV)	5.316	292	5,49%	6.554.630	689.472	10,52
На ниском напону (0,4kV I степен)	42.284	1.654	3,91%	3.115.376	344.641	11,06
Широка потрошња - Комерцијална и остали (0,4kV II степен)	348.189	5.252	1,51%	2.124.527	156.496	7,37
Јавно осветљење	23.429	148	0,63%	481.095	20.994	4,36
Домаћинства	3.306.173	3.637	0,12%	13.676.636	3.945	0,03
Укупно	3.725.560	11.186	0,30%	30.535.928	1.229.601	4,03

Законски рок за поступак промене снабдевача утврђен Правилима о промени снабдевача износи 21 дан. За купце чији су објекти прикључени на дистрибутивни систем за поступак промене снабдевача је практично био потребан цео законски одређени рок од двадесетједног дана. У односу на 2020. годину укупан број промена снабдевача по броју места примспредаје остао је непромењен и износи 0,30%, а проценат удела количине електричне енергије која је предмет промене снабдевача порасла је са 2,25% на 4,03%. Као и у 2020. години била је једна промена снабдевача код купаца чији су објекти повезани на преносни систем (110 kV напонски ниво). Значајнији пораст промене снабдевача остварен је на дистрибутивном нивоу у скоро свим категоријама.

3.6.2 Гаранције порекла

Гаранције порекла су електронски документи који имају искључиву функцију пружања доказа крајњем купцу да је дати удео или количина енергије која је испоручена од стране снабдевача произведена из обновљивих извора. Оне садрже информације о атрибутима производње за MWh електричне енергије и користе се за одређивање структуре извора из којих је обезбеђена утрошена електрична енергија. Гаранције порекла нуде купцима електричне енергије могућност да изразе захтев за "зеленом" енергијом и да са своје стране стимулишу производњу енергије која доприноси развоју енергетског система под еколошки прихватљивијим условима.

Током 2017. године је ступила на снагу Уредба о гаранцији порекла и усвојен је Правилник о начину прорачуна и приказивања удела свих врста извора енергије у продатој електричној енергији. У децембру 2017. године ЕМС АД Београд је донео Правила о издавању гаранција порекла за Републику Србију. Савет Агенције за енергетику Републике Србије је 22. децембра 2017. године, дао сагласност на одлуку о Накнади за издавање, преносење и престанак важења гаранције порекла, чиме су испуњени сви услови за почетак новог тржишног процеса – Издавање и администрација гаранција порекла за електричну енергију у тржишној области Републике Србије. На генералном састанку чланова Асоцијације тела за издавање гаранција порекла (АИБ), који је био одржан 27. септембра 2019. године у Рејкавику, ЕМС АД је стекао статус пуноправног чланства у АИБ. У новембру 2020. након испуњених свих услова за пуноправно чланство и након обезбеђивања неопходног осигурања, ЕМС АД је прикључен на систем АИБ (AIB HUB) чиме је омогућен извоз гаранција порекла из Србије у земље чланице Асоцијације као и увоз гаранција порекла у Србију. Овим је Србија прва Уговорна страна Енергетске Заједнице која је постала део Асоцијације тела за издавање гаранција.

На овај начин је произвођачима електричне енергије у Србији дата шанса да гаранције порекла продају широм Европе док са друге стране снабдевачи, који имају обавезу да крајњем купцу обезбеде увид у податке о уделу свих врста извора енергије у укупно продатој електричној енергији, могу да обезбеде гаранције порекла и у иностранству.

ЕМС АД Београд врши регистрацију учесника у систему гаранција порекла као и организацију информативних презентација у циљу пружања свих потребних информација заинтересованим странама и упознавања са новим тржишним процесом. Тренутна структура регистрованих учесника у Регистру гаранција порекла је:

- Квалификовани произвођач, снабдевач и снабдевач на велико – 2
- Снабдевач и снабдевач на велико – 6
- Снабдевач на велико - 1
- Квалификовани произвођач – 4

Укупан број издатих гаранција порекла у периоду од прве издате гаранције порекла (новембар 2018.) закључно са децембром 2021. године је 980 293, док је само у 2021. било издато 772 784 гаранција порекла, што је 3,84 пута више него у 2020. години. Број увезених гаранција порекла у периоду од омогућеног увоза преко АИБ до краја 2021. је 260 836, од чега је 176 386 у 2021. години. Извезених гаранција порекла за сада нема.

3.6.3 Балансно тржиште електричне енергије

Законом о енергетици 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 2020. године укупно 60 учесника на тржишту електричне енергије је имало потписан Уговор о балансној одговорности са оператором преносног система (ЕМС АД) чиме су стекли статус балансно одговорне стране (БОС). Током 2021. године вршена је промена састава баланских група у 129 наврата, иницирана уговорима о потпуном снабдевању између крајњих купаца и снабдевача, уговорима о преносу балансне одговорности између снабдевача и крајњег купца и уговорима о преносу балансне одговорности између БОС и снабдевача.

Током 2021. године 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 2021. године 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 (ПТРЕ) са суседним операторима преносног система, а која је обухватала ангажовање споре прекограничне резерве (хаваријске електричне

енергије) и ангажовање балансне резерве унутар обрачуноског интервала на основу уговора са операторима преносних система Црне Горе (ЦГЕС) и Босне и Херцеговине (НОСБиХ) о куповини и продаји терцијарне регулационе енергије за потребе балансирања система. Оператор преносног система EMC АД је током 2021. био активно укључен у регионалне и европске иницијативе спајања организованих тржишта електричне енергије, прекограничног балансног тржишта електричне енергије (посматрач у пројекту MARI), члан је европског пројекта нетовања одступања (IGCC), као и европског пројекта јединственог унутардневног тржишта електричне енергије. У складу са новим Уговором о раду СММ блока који је потписан крајем 2020. и усаглашен са најновијим европским прописима, EMC АД је заједно са чланицама СММ контролног блока (Србија, Црна Гора и Северна Македонија) у децембру 2021. успоставио механизам нетовања нежељених одступања регулационе области унутар СММ контролног блока (СММ GCC - Grid Control Cooperation). Од 21.12.2021. почео је са радом пројекат СММ GCC (нетовање одступања на нивоу СММ блока) у коме су у размени учествовали ОПС Србије EMC АД и Црне Горе ЦГЕС.

Укупна ангажована балансна енергија у свим обрачуносним периодима у 2021. години је износила 986,1 GWh¹⁰, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 118,8 €/MWh, што је за 83,7 €/MWh више него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 152,3 €/MWh за смер ангажовања навише и 72,1 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.6.4 Организовано тржиште електричне енергије

Према Закону о енергетици, организовано тржиште је институционално уређен однос између понуде и тражње учесника на тржишту електричне енергије са унапред одређеним стандардизованим продукцима и физичком испоруком, на временском оквиру дан унапред и унутар дана. EMC АД, основао је 14. јула 2015. године 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 активности на овом тржишту се могу пратити на интернет страници www.seepep-spot.com. На берзи је у 2021. години регистровано 24 учесника, што је за два учесника више него у 2020. години. Трговином се активно бавио 21 учесник, односно три више него у 2020. 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 3.000 €/MWh. Блок понуда, која је уведена на SEEPEX 22. марта 2017. године, 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. Увођењем „скраћених“ (curtailable) блокова 15.12.2021. године, проширене су могућности блок понуда на начин да се правило „све или ништа“ релаксира дефинисањем коефицијента минималног дела (MAR – Minimum Acceptance Ratio) понуде коју је подносилац спреман да прихвати.

EMC АД од 2018. године купује електричну енергију за надокнаду губитака на аукцијама које EMC АД спроводи на електронској платформи тзв. Аукцијској платформи, а недостајуће количине купује на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији – берзи SEEPEX. Учесници у аукцијама су компаније са лиценцом за снабдевање електричне енергије које су претходно задовољиле прописане услове од стране EMC АД и које су склопиле оквирни уговор са EMC АД. Такође, EMC АД је у неким периодима, у складу са Законом, због нижих вредности губитака од очекиваних, на берзи - SEEPEX продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака који су били купљени преко аукцијске платформе.

Укупна количина електричне енергије која је у 2021. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 3.305.406 MWh, што је за 17% више него у 2020. години. Удео електричне енергије која је истргована на берзи у односу на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије је 10,8%, док је 21,7% удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродајно тржиште без енергије која је операторима система продата за губитке у системима). На велепродајном тржишту укупно пријављених интерних трансакција је било 22.493.086,8 MWh, од чега је удео берзе био 26,79%, где се под велепродајним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдеваача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту). У 2021. години, највећи месечни обим трговине од 383.651 MWh је остварен у фебруару, а дневни максимум је остварен 8. фебруара са обимом трговине од 18.615 MWh. Најмањи обим месечне трговине је био у јуну и износио је 206.366 MWh, што је за 8% више него у минималном месецу претходне године. Највећа сатна цена достигнута је 22. децембра у 19. сату и износила је 539,9 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 114,02 €/MWh.

3.6.5 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 о транспарентности ЕУ 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

¹⁰ Податак рођен до 10. фебруара 2021. године и подложен је промени у складу са Правилником о раду тржишта електричне енергије.

„Електромрежа Србије“, Београд донела Правила о објављивању кључних тржишних података, на која је Савет Агенције дао сагласност на седници одржаној 09. децембра 2016. године. Правила су објављена на интернет страници оператора преносног система и примењују се од 23. децембра 2016. године. 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 баланском 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 на интернет адреси <https://transparency.entsoe.eu/>) у складу са роковима дефинисаним овим Правилима. Током 2021. EMC АД је достављао 99% од укупног броја података дефинисаних Уредбом ЕУ 543/2013 за транспарентност на платформу EMFIP. Од 01. септембра 2019. примењују се Правила о објављивању кључних тржишних података која су усклађена са изменама смерница за имплементацију Уредбе ЕУ 543/2013 које је донео ENTSO-E. У складу са Законом о изменама и допунама закона о енергетици донетог 22.04.2021. године, крајем 2021. године Агенција је разматрала предлог измена свих правила које је доставио EMC АД и које се односе на усклађеност са новом терминологијом и изменама прелазних одредби у смислу објаве података о производњи из ветроелектрана и соларних електроана у складу са одлуком Министарског савета Енергетске заједнице. Прогноза и остварење производње електричне енергије добијене од ветра објављиваће се након ступања на снагу измењених правила. Прогноза и остварење производње електричне енергије добијене од сунца биће доступни на платформи за транспарентност након ислушања услова да удео производње из сунца пређе 1% укупне годишње производње електричне енергије. Остварена производња по производним јединицама биће доступна на платформи за транспарентност од 01.01.2022.

3.6.6 Регионално повезивање

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

Велепродајно тржиште

У складу са новим европским тржишним 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. године и поставкама и циљевима тзв. „берлинског процеса“ (Western Balkan процес за 6 учесника - WB6), радна група ECRB за електричну енергију је током 2021. године пратила рад регулаторних тела ЕУ на организовању примене ове Уредбе са припадајућим методологијама и разматрала могућности за рану примену ових правила у Уговорним странама ЕнЗ. У оквиру ране примене тржишних мрежних правила, а у одсуству важења ових правила у ЕнЗ, везано за краткорочне (дан-унапред и унутар-дневне) алокације прекограничних преносних капацитета (CACM), праћено је да ли и како Уговорне стране ЕнЗ примењују Препоруке за доношење регулаторних мера које подржавају рану примену спајања тржишта дан-унапред у Уговорним странама ЕнЗ, које је донео Регулаторни Одбор Енергетске заједнице у априлу 2019. године. Током 2021. године формирана је радна група за израду нацрта Уредбе о спајању организованих тржишта електричне енергије, у складу са Законом, коју су сачињавали представници Министарства за рударство и енергетику, оператора преносног система EMC а.д. берзе електричне енергије SEEPEX и Агенције за енергетику Републике Србије, како би се што пре донела ова Уредба и на тај начин омогућила примена Препоруке ECRB за доношење регулаторних мера које подржавају рану примену спајања тржишта дан-унапред у Уговорним странама ЕнЗ, и тако омогућило именовање номинисаног оператора тржишта електричне енергије (NEMO), доношење и важење одређених одредби Уредбе ЕУ 1222/2015 (CACM) и омогућило спајање тржишта Републике Србије са суседним тржиштима електричне енергије, како Уговорних страна ЕнЗ тако и земаља чланица ЕУ. Током 2021. године ECRB Секција је заједно са Европском комисијом и ACER радила на изради нацрта нових адаптираних верзија тржишних правила ЕУ које би омогућиле спајање тржишта електричне енергије Уговорних страна са земаљама чланицама ЕУ без измена Уговора о Енергетској заједници, а које ће бити представљене почетком 2022. године. Најављено је да ће радна група ECRB за електричну енергију у име регулаторних тела ЕнЗ добити задатак да изради коментаре на ове нацрте, као и остали учесници на тржишту електричне енергије. Током 2021. године радна група за електричну енергију ECRB је детаљно упозната са процесом измене постојеће Уредбе 1222/2015 ЕУ и израдом нове побољшане верзије 2.0. Током 2021. године није забележена активност управног одбора за интеграцију тржишта дан-унапред (DAMI PSC) у оквиру иницијативе WB6, па национална регулаторна тела нису усаглашавала своје ставове у оквиру радне групе ECRB за електричну енергију.

Радна група ECRB за електричну енергију је током 2021. године пратила испуњење захтева из Уредбе ЕУ 543/2013 о објављивању података која је важећа за Уговорне стране ЕнЗ интерактивно, путем нове аутоматизоване платформе у оквиру интернет сајта Секретаријата Енергетске заједнице покренуте 2020, чиме је знатно олакшан поступак ажурирања података, као и приступ заинтересованих страна овим информацијама.

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 региону¹⁵, одвијао се у фазама почев од 2008. године. Канцеларија је основана у априлу 2014. године у Подгорици и окупља осниваче - операторе преносног система из БиХ (НОС БиХ), Хрватске (НОПС), Црне Горе (ЦГЕС), Косова* (КОСТТ), Албаније (ОСТ), Северне Македоније (МЕРСО), Грчке (ИРТО) и Турске (ТЕИАС). Канцеларија обухвата алокације прекограничних капацитета на седам граница. Оператор преносног система Србије (ЕМС АД) није учествовао у формирању Канцеларије. У претходним годинама су започели, а током 2021. године су настављени билатерални преговори ЕМС АД са Канцеларијом за координисане аукције око услова за учешће, али није дошло до напретка по том питању.

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 природној или на комерцијалној основи. ЕМС АД је закључио вишегодишње уговоре о размени хаваријске енергије на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (МАВИР) 2019., Хрватске (ХОПС) 2018. и Румуније (Transelectrica) 2017. Током 2020. године на снази је био и уговор који је ЕМС АД закључио на неодређено време, на природној основи, за размену хаваријске енергије са бугарским оператором преносног система. На снази су били и уговори о размени прекограничне терцијарне регулационе енергије између ЕМС АД са Црном Гором (ЦГЕС) и Босном и Херцеговином (НОС БиХ), којима је предвиђена могућност петоминутне активације енергије унутар сата за регулацију у оба смера, уз цену која зависи од понуда у националном баланском механизму, а потписивање сличног уговора са Северном Македонијом се очекује у 2022.

ЕМС АД је 2020. године склопио једногодишње споразуме о прекограничним преносним капацитетима везано за начин израчунавања, хармонизацију и међусобну расподелу прекограничних преносних капацитета са свим суседним операторима преносног система. Усаглашавање прекограничних размена електричне енергије, у оквиру планирања рада преносног система и обрачун размењене електричне енергије, постали су уско специјалистичка област која се уређује посебним споразумима (Scheduling Agreement and Accounting Agreement). На снази је Scheduling Agreement са оператором преносног система Мађарске (МАВИР) из 2019. чије је усаглашавање у току, а током 2020. године је закључен Scheduling Agreement са операторима преносног система Црне Горе (ЦГЕС) и Северне Македоније (МЕРСО).

Надгледање тржишта

У ЕнЗ се велика пажња посвећује развоју апата и база података за надгледање тржишта електричне енергије и природног гаса. Још током 2015. године су покренути преговори између АСЕР и Секретаријата ЕнЗ око видава сарадње радних група АСЕР и ЕСРВ, у циљу лакшег праћења активности у ЕУ и примене ЕУ механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Меморандум о разумевању између АСЕР и Секретаријата ЕнЗ, потписан је 2016. године и по њему би надзор тржишта електричне енергије Уговорних страна и на велико и на мало био део извештаја АСЕР, али је АСЕР одустао од укључивања података Уговорних страна ЕнЗ за велепродајно тржиште у свој извештај. Тако су у периоду од 2016 до 2020. године радне групе ЕСРВ за електричну енергију и за потрошаче и тржиште на мало у оквиру својих активности спроводиле надзор тржишта у складу са показатељима који се користе за надзор тржишта које спроводи АСЕР у ЕУ, у обиму који је тренутно примењив на све Уговорне стране Енергетске заједнице, а у складу са различитим степеном развоја тржишта у односу на земље чланице ЕУ и уз објављивање годишњег извештаја ЕСРВ. Током 2020. године постигнут је договор између ЕСРВ и АСЕР да се и подаци Уговорних страна о надзору велепродајног тржишта електричне енергије укључе у извештај АСЕР за надзор тржишта у договореном обиму и структури па је тако по први пут у извештају о надзору тржишта АСЕР за 2020. годину објављен и извештај о Уговорним странама ЕнЗ у оквиру анекса у новембру 2021. АСЕР је одлучио да не објављује извештај о надзору тржишта за 2021., у досадашњем формату па се тако неће објављивати ни подаци за Уговорне стране ЕнЗ, иако ће сви потребни подаци за 2021. бити прикупљени у оквиру радне групе за електричну енергију ЕСРВ.

Радна група ЕСРВ за електричну енергију је крајем 2021. израдила кратак извештај о утицајима високих велепродајних цена на национална тржишта и предузетим мерама у свакој Уговорној страни ЕнЗ. Договорено је да тај извештај не одобрава ЕСРВ ради потребе актуелности и да се повремено израђује ажурирани извештај ради праввременог обавештавања учесника на тржишту.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ЕСРВ одобрио 2014. године, током 2021. године 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.

У погледу надгледања тржишта електричне енергије у региону ЈИЕ, чланови радне групе ЕСРВ за електричну енергију су наставили да користе софтвер на интернет платформи SEEAMMS, у циљу детекције одступања индикатора и израде годишњег извештаја. У новембру 2021. године ЕСРВ је објавио годишњи извештај за 2020. годину о надзору прекограничних капацитета. Током 2021. године спроведена је ротација Уговорних страна као вршилаца функције администратора платформе SEEAMMS на свака два месеца.

¹⁵ Један од 8 европских региона у оквиру којих се развија регионално тржиште електричне енергије, која се интегришу у тржиште ЕУ. Чине га: Албанија, Босна и Херцеговина, Србија, Црна Гора, Косово*, Северна Македонија, Словенија, Хрватска, Мађарска, Румунија, Бугарска, Грчка и Италија са будућим подацима каблом.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало, током 2021. године су прикупљени подаци и израђен је извештај о надзору тржишта електричне енергије на мало на основу података за 2020. годину. У 2021. години настављен је рад заједничке радне групе представника ECRB и CEER на изради извештаја о резултатима праћења квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса у земљама ЕУ и Уговорним странама ЕнЗ. Очекује се да ће овај извештај бити завршен до средине 2022. године.

Усвајањем Уредбе 1227/2011 о интегритету и транспарентности велепродајног тржишта енергије („Лаки РЕМИТ“) одлуком Министарског Савета Енергетске заједнице у новембру 2018. године, ECRB основао је нову радну групу чији су главни послови усмерени на припрему регулатора за нове надлежности како на националном нивоу, тако и на нивоу Енергетске Заједнице у складу са Уредбом „Лаки РЕМИТ“. Током 2020. одржана су три састанка радне групе за РЕМИТ. У оквиру радне групе израђен је Процедурални акт, односно регулаторна препорука коју је регулаторни одбор Енергетске заједнице донео 07. августа 2020. године, а односи се на сарадњу и координацију регулаторних тела Уговорних страна везано за Уредбу РЕМИТ. Сврха ове регулаторне препоруке је да: 1) успостави осков за координацију националних регулаторних тела Уговорних страна у извршавању њихових задатака према Уредби „Лаки РЕМИТ“; 2) дефинише процес сарадње преко ECRB; 3) усагласи образце и формате које користе регулатори; 4) изради нацрт за радње које ће предузети ECRB и 5) решава питања поверљивости у вези са разменом података и информација. Савет Агенције за енергетику Републике Србије донео је на седници од 28. октобра 2021. године Правила о спречавању злоупотреба на тржишту електричне енергије и природног гаса. Овим правилима ближе се уређују услови за регистрацију учесника на велепродајном тржишту електричне енергије и природног гаса - услови објављивања повлашћених информација, забрана трговања повлашћеним информацијама, забрана манипулације тржиштем, врста, садржај, облик, начин и рокови израде и објављивања података, заштита података, професионална тајна, оперативна одговорност и обавеза лица која професионално уређује трансакције. Правила су донета у складу са обавезама Републике Србије преузетим потврђеним међународним споразумима и законом који уређује област енергетике.

3.7 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 са циљем да се ближе одреде показатељи техничког и комерцијалног квалитета испоруке и комерцијалног квалитета снабдевања електричном енергијом, начин евидентирања података и рачунања показатеља, начин и рокови за достављање података и извештаја Агенцији, хармонизације начина евидентирања података и прорачуна показатеља квалитета, како би се омогућило формирање базе компетних, 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 начини утврђивања захтеваних вредности појединих показатеља, као и начин оцењивања резултата добијених праћењем достигнутих у односу на захтеване вредности показатеља квалитета, а након тога и начин поступања у случају одступања од захтеваних вредности показатеља, како је то дефинисано у Закону о енергетици. Током 2020. 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 значајно унапређена пракса и инфраструктура неопходна за евидентирање података, прорачуне показатеља и извештавање о квалитету, током 2021. године је оператор дистрибутивног система наставио са таквим активностима, нарочито у области евидентирања непрекидности испоруке.

3.7.1 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 са преносне и дистрибутивне мреже, за планиране и непланиране прекиде и укупно, у периоду од 2011. до 2021. године.

Током 2021. године промењен је начин израчунавања показатеља непрекидности за операторе преносног система за случај прекида пумпно-акумулационих постројења, реверзибилних хидроелектране и складишта електричне енергије. Сада се ови прекиди посебно евидентирају, када раде у режиму преузимања електричне енергије из преносног система. Подаци о тим прекидима се евидентирају у посебним табелама за извештавање на основу којих се утврђују показатељи квалитета испоруке електричне енергије који се односе на њих.

3.7.1.1 Непрекидност испоруке са преносне мреже

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

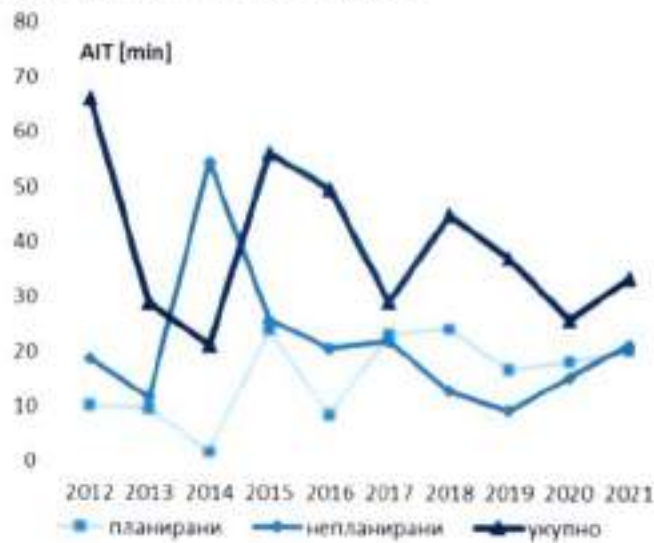
- испала снага [MW] – укупна испала снага на свим мерним местима која су остала без напајања услед прекида;
- ENS [MWh] – укупна неиспоручена електрична енергија за време свих прекида;
- ENS [%] – удео неиспоручене електричне енергије у укупно испорученој електричној енергији;
- AIT [min] – просечно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

У односу на 2020. годину, у 2021. години показатељи за непланиране прекиде су незнатно побољшани, како у погледу неиспоручене електричне енергије тако и испале снаге, али су и даље на нивоу легодишњих просечних вредности. Промењен је начин извештавања, односно приликом прорачуна показатеља непрекидности и испале снаге раздвојено се посматрају реверзибилне хидроелектране и складишта енергије када раде у режиму преузимања електричне енергије из преносног система. Анализирајући достављене податке по узроцима који су довели до прекида приметно је да је виша сила у 2021. години имала занемарљив удео. Утицај прекида изазваних од стране другог енергетског субјекта су доминантан узрок прекида у преносном систему у претходној години, за разлику од 2020. године када су узроци за које су одговорни други енергетски субјекти били изједначени са прекидима у преносном систему чији је узрок сам оператор преносног система. За непланиране прекиде показатељи испала снага и неиспоручена електрична енергија у последњем десетогодишњем периоду су приказани у табели 3-41.

Табела 3-41: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2012 - 2021. година

Прекиди	Испала снага	ENS	ENS
	MW	MWh	%
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	1.770	747	0,002
Укупно	1.931	1.365	0,004
2014.			
Планирани	115	110	0,0003
Непланирани	1.905	3.498	0,0104
Укупно	2.020	3.605	0,0107
2015.			
Планирани	359	1.543	0,0046
Непланирани	2.292	1.659	0,0049
Укупно	2.351	3.202	0,0095
2016.			
Планирани	167	547	0,0016
Непланирани	1.693	1.317	0,0039
Укупно	1.860	1.864	0,0055
2017.			
Планирани	306	1.496	0,0044
Непланирани	1.980	1.418	0,0042
Укупно	2.286	2.914	0,0086
2018.			
Планирани	350	1.552	0,0024
Непланирани	1.058	828	0,0013
Укупно	1.409	2.378	0,0037
2019.			
Планирани	429	1.065	0,0032
Непланирани	832	595	0,0017
Укупно	1.261	1.660	0,0049
2020.			
Планирани	876	1162	0,0035
Непланирани	2956	978	0,0029
Укупно	3535	2140	0,0064
2021.			
Планирани	495	1340	0,0039
Непланирани	1147	1403	0,0041
Укупно	1642	2743	0,008

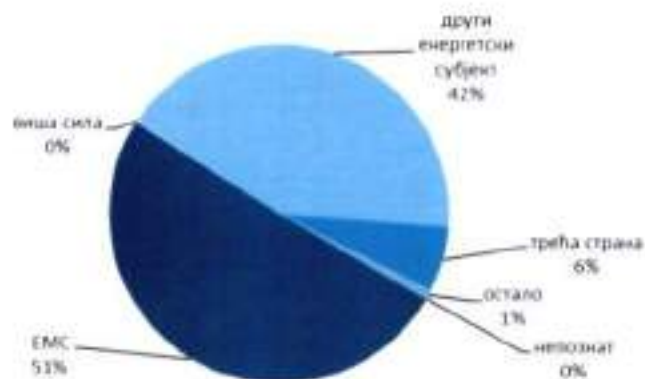
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи АИТ, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



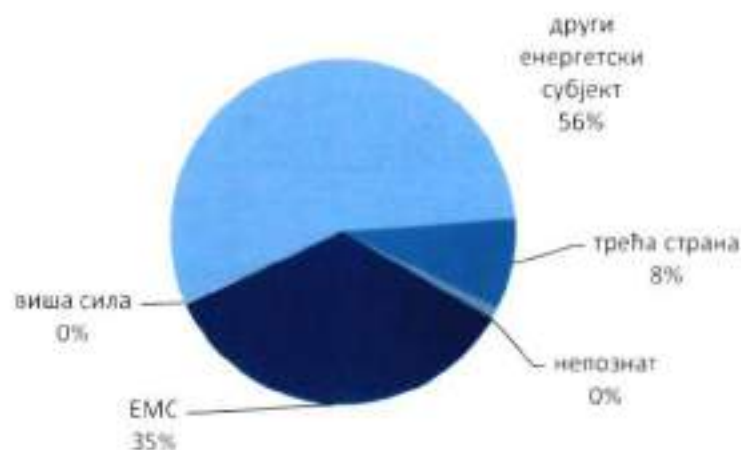
Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2021. години је дошло до повећања просечног времена трајања планираних прекида, које је са 18,22 минута порасло на 20,34 минута. Просечно трајање непланираног прекида је знатно веће од прошлогодишњег и износи 21,29 минута, што је 1,65 пута веће од прошлогодишњих 15,34 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2021. години. Непланирани прекиди у претходној години који су узроковани од стране оператора преносног система значајно су већи у односу на претходну годину, услед поремећаја у преносном систему који су се десили током 2021. године, а који су довели до прекида рада производних капацитета. Догађаји који су имали утицај на прекиде производње са одговорношћу ЕМС су: дана 16.01.2021. услед прекида заштитног ужета на ДВ 220kV Број 214/3А Чвор Вардиште – ТС Вишеград, до санирања квара, развезани су генератори у ХЕ Бистрица, а због условљености рада ХЕ Кокин Брод и ХЕ Бистрица такође и генератори у ХЕ Кокин Брод; дана 05.02.2021. услед испада ДВ 110kV 1249 ТС Ниш 2 – ТС Пирот 2 који је изазвало дрво оборено јаким ветром (ДВ 1192 ТС Пирот 1 – ТС Пирот 2 је био искључен), до санирања квара, ХЕ Пирот није имала могућности испоруке енергије у преносни систем.



Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида за све кориснике преносног система, у 2021. години



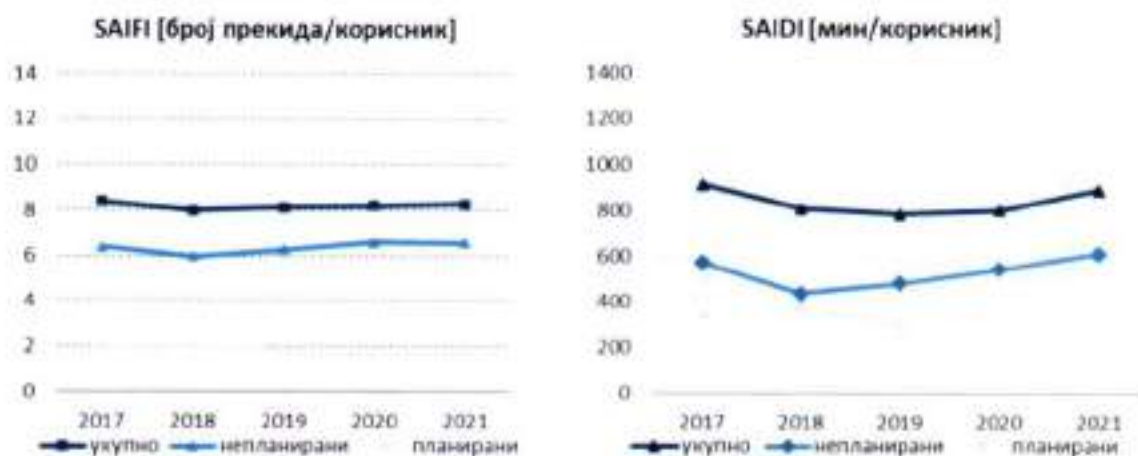
Слика 3-18: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида за кориснике преносног система (изуев реверзибилних хидроелектрана, складишта и пумпно-акумулационих постројења), у 2021. години

3.7.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже се вреднује на основу показатеља:

- SAIFI¹¹ – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹² – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2017. – 2021. година, посебно за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-19.



Слика 3-19: SAIFI и SAIDI за период 2017. - 2021. година

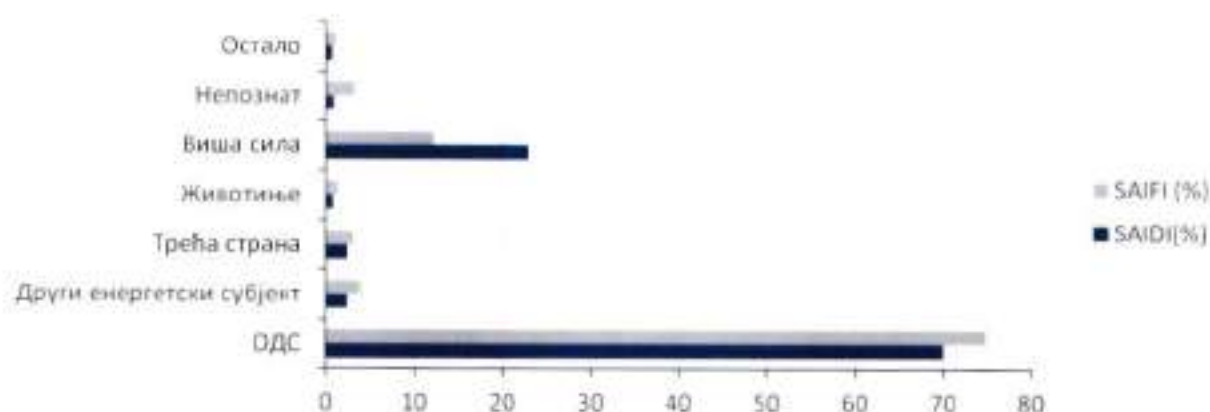
Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи, на нивоу Србије је у 2021. години дошло до погоршања у погледу показатеља просечне дужине трајања прекида, док је у погледу показатеља просечне учестаности прекида дошло до благог побољшања. Просечна учестаност непланираних прекида је смањена са 6,61 на 6,57 прекида по кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику повећано за 68 минута, са 547 на 615 минута. Просечна учестаност планираних прекида је повећана са 1,6 на 1,7 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику повећано за 16 минута, са 259 на 275 минута. Остварене вредности показатеља су на нивоу показатеља из претходних пет година, што је значајно више од вредности у земљама ЕУ¹³. Ово показује да је потребно да се озбиљније анализирају разлози за овакво стање у дистрибутивном систему, тако да се сагласно резултатима те анализе

¹¹ рачуна се као кумулативан број прекида напајања корисника и укупног броја корисника (број прекида/корисник)

¹² рачуна се као кумулативно трајање прекида напајања корисника и укупног броја корисника (трајање прекида/корисник)

¹³ CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas 2016.

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 3-20.



Слика 3-20: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2021. годину

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида благо се разликује у односу на 2020. годину. Удео непланираних прекида чији је узрок виша сила и други енергетски субјект незнатно је мањи него претходне године, што су прекиди на које ОДС није могао да утиче. Број непланираних прекида којима је узрок ОДС је незнатно умањен у погледу показатеља учестаности прекида, док је у погледу показатеља дужине трајања прекида благо увећан. Део узрока дефинисан као „непознато“ и „остало“ и даље је значајан, мада мањи него у 2020. години, што показује да је побољшана, али је и даље потребна боља идентификација узрока прекида, што је предуслов да се примене адекватније мере за отклањање узрока прекида и смањење њиховог броја и трајања.

3.7.2 Квалитет електричне енергије

Правилима о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом је дефинисано да оператори система имају обавезу 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.

3.7.3 Комерцијални квалитет

Правила о праћењу показатеља квалитета дефинишу податке које оператори система, односно снабдевачи, 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. године, омогућило да се добију вредности појединих показатеља комерцијалног квалитета на националном нивоу. Након отварања тржишта 2013. године за купце на преносном систему и 2014. године за све купце, осим домаћинства и малих купаца, дошло је до значајне промене у потреби праћења комерцијалног квалитета, пошто податке о комерцијалном квалитету, поред оператора система, Агенцији достављају и сви снабдевачи који снабдевају крајње купце. У 2021. години, за потребе праћења комерцијалног квалитета, оператор дистрибутивног система, снабдевачи електричном енергијом, укључујући и гарантованог/јавног снабдевача, достављали су Агенцији кварталне извештаје, као и коначан годишњи извештај, са расположивим подацима.

У погледу праћења комерцијалног квалитета, оператор дистрибутивног система је значајно побољшао начин евидентирања података, али и поред тога, евидентирање 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, обуства и искључење;
- 2) мерење и обрачун;
- 3) отклањање техничких сметњи у испоруци и
- 4) корисничке услуге.

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 нису расположиви.

3.7.3.1 Прикључење, обустава и искључење

Подаци оператора дистрибутивног система о поднетим захтевима за прикључење на систем током 2021. године, приказани су у табели 3-42 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН), ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-42: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2021. години

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	412	32.886	33.298	
	решених захтева	којима је одобрен захтев за прикључење	348	21.795	22.143
		којима је одбијен захтев за прикључење	5	286	291
		који су решени на други начин	21	6.887	6.908
		Укупно	374	28.968	29.342
	у року (8 дана за крајње купце, 15 дана за произвођаче)	236	16.290	16.526	
%	решених захтева у односу на број поднетих	91	88	88	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	93	75	75	
	решених захтева у року (8 дана за крајње купце, 15 дана за произвођаче)	63	56	56	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима (крајњи купци / произвођачи)	25/64	23/34	23/49	

У односу на претходну 2020. годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је за око 10% мањи за прикључења на средњенапонској мрежи, док је на нисконапонској мрежи за 30% већи. Просечно време потребно за решавање захтева за прикључење за крајње купце је, у зависности од напонског нивоа за који је поднет захтев, између 23 и 25 дана, што је знатно изнад законског рока за решавање захтева за прикључење за крајње купце који износи 15 дана.

Табела 3-43: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2021. години

Прикључење		СН	НН	Укупно
Број	прикључених објеката/мерних места	203	38.960	39.163
	прикључених објеката/мерних места у року од 8 дана	189	27.458	27.645
%	прикључених објеката/мерних места у року од 8 дана	93	70	71
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	7	8	8

У 2021. години је прикључено 6.470 објеката/мерних места више него у 2020. години. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-43) су на средњем напону погоршани, тако да је 91% прикључења урађено у року, при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова истом нивоу као и претходне године, износи 7 дана. На ниском напону, показатељи који описују прикључење објеката/мерних места су за 15% лошији, тако да је 70% прикључења урађено у року од 15 дана, при чему је просечно време потребно за прикључење, од дана испуњења услова, за дан дуже и износи 8 дана.

У 2021. години је пријављено 29.080 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је за 8% више него у 2020. години. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење износило 1,6 дана, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 2,5 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.

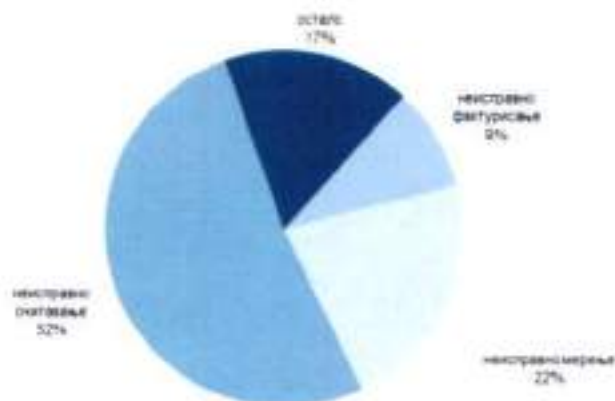
3.7.3.2 Мерење и обрачун

Редовне контроле мерних уређаја су у 2021. години планиране за 3.682.901 бројила (што чини 98,92% од укупно 3.722.958 мерних уређаја) и реализоване су на 150.856, односно 4% планираних. При томе је у 12.348, односно у 8% случајева уочена неправилност. Од стране купаца и енергетских субјеката захтевано је 238.660 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 234.313 захтева (што представља око 98% броја захтеваних контрола, при чему је одређени број контрола извршен на основу захтева из претходне године). Од спроведених ванредних контрола на 234.313 мерних уређаја, на 14% ванредно контролисаних мерних места уочене су неправилности, односно на 31.796 мерних места које су отклоњене у 30.177 случајева. Ови показатељи су апармантни, 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 потарђује неопходност њихове хитне замене.

Исправна мерења након регистрација нестанка сметње или оштећења мерних уређаја су у 91% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистрација 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 4 и 4 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја редовно издатих рачуна, којих је у 2021. години било 43.702.369, кориговано је 1% рачуна, при чему је 25% коригованих обрачуна било услед неисправног очитавања. 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 3-21: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2021. години

3.7.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

У 2021. години је било 1.319 захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду, од којих је 85%, односно 1.125 захтева било основано. Напонске сметње су отклоњене у 567, односно 50% случајева у којима је захтев био основан.

Просечно време од подношења захтева до провере напона на лицу места и обавештавања купца је 5,6 дана, док је просечно време од утврђивања до отклањања напонских сметњи 9,44 дана.

3.7.3.4 Корисничке услуге

Упркос напретку који је остварен на унапређењу пружања услуга корисницима у корисничком 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. Почевши од 2017. године оператор дистрибутивног система доставља податке о раду корисничких центара. У 2021. години укупан број регистрованих обраћања корисничком центру оператора дистрибутивног система био је 372.081, што је за 36% мање него претходне године. Од укупног броја обраћања корисничком центру, телефонским путем је примљено 70% (259.630 позива). Просечно време чекања одзива на телефонски позив у корисничком центру било је 7 минута као и претходне године. Број телефонских позива упућених дежурним службама за пријаву кварова износио је 319.737.

3.8 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 се, и без нових производних капацитета, значајно повећава сигурност снабдевања електричном енергијом. Редовним улагањем у изградњу нових преносних и дистрибутивних капацитета, додатно се повећава сигурност снабдевања електричном енергијом у Републици Србији.

3.8.1 Прогноза потрошње

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

3.8.2 Производне могућности

Од укупне производње електричне енергије у Републици Србији, при просечним хидролошким условима, око 2/3 електричне енергије се произведе у термоелектранама на угљ, а 1/3 из хидро потенцијала. Крајем 2018. године почело је прикључивање и значајних капацитета ветроелектрана на преносни систем, тако да њихово учешће у укупној производњи електричне енергије постаје све значајније и у 2021. години је износило око 2,8%.

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 производње из обновљивих извора, а циљ је био да до 2020. године учешће енергије из обновљивих извора у бруто финалној потрошњи енергије износи 27%, односно планирана је производња од око 3,5 TWh енергије. Програмом за остваривање Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године предвиђено је да ће се даљом реализацијом пројеката у области обновљивих извора енергије у периоду 2021–2030. године, додатно повећати допринос обновљивих извора енергије смањењу емисије гасова са ефектом стаклене баште, а да ће коначно учешће обновљивих извора енергије у бруто финалној потрошњи и пројектовано смањење емисије гасова са ефектом стаклене баште бити могуће проценити тек након доношења нових акционих планова у овом сектору.

Сви термо блокови у ЈП ЕПС подлежу захтевима Директиве о великим ложиштима 2001/80/ЕЗ (Large Combustion Plants Directive - LCPD) и Директиве о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ (Industrial Emissions Directive - 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 је 24. октобра 2013. године донео одлуке D/2013/05/MC-EnC и D/2013/06/MC-EnC које садрже правила за рад великих постројења за сагоревање и према којима ЈП ЕПС има обавезу смањења емисија загађујућих материја у ваздух из постојећих постројења за сагоревање од 01. јануара 2018. године, а најкасније до 31. децембра 2027. године.

Енергетској заједници је крајем 2015. године достављен прелиминарни Национални план за смањење емисија главних загађујућих материја (НЕРП) које потичу из старих великих постројења за сагоревање заједно са планом за усклађивање емисија загађујућих материја у ваздух за постројења која подлежу поменутом Директивама, а коначан нацрт НЕРП-а је одобрен од стране ЕнЗ 2016. године. Међутим, НЕРП је од стране Владе Републике Србије усвојен тек у фебруару 2020. године. Овим планом Република Србија се обавезала да ће направити значајне искораци у погледу смањења емисија загађујућих материја из великих енергетских постројења. Његова примена има за циљ да се до 31. децембра 2027. године емисије из старих великих постројења за сагоревање усагласе са граничним вредностима емисија дефинисаним Директивом о индустријским емисијама 2010/75/ЕУ. У НЕРП су прописане максималне дозвољене емисије загађујућих материја (сумпор-диоксид, азотни оксиди и прашкасте материје) из великих термоелектрана на годишњем нивоу. Према НЕРП планирано је до краја 2027. године sukcesивно повлачење из погона најстаријих и енергетски најнеефикаснијих термо блокова услед застареле технологије, високих трошкова производње и заштите животне средине. У фебруару 2019. године почела је изградња постројења за одсумпоравање димних гасова у Термоелектрани Никола Тесла А на четири блока (А3, А4, А5 и А6), што ће смањити емисију сумпорних гасова девет пута. Током 2021. године настављени су радови на овом постројењу, а очекује се да оно буде у функцији до маја 2023. године. Планирано је да се ради и на изградњи постројења за одсумпоравање и за два преостала блока у Термоелектрани Никола Тесла А (А1 и А2). Такође, током 2021. године наставаљен је рад на изградњи постројења за одсумпоравање димних гасова за Термоелектрану Никола Тесла Б, који су започети крајем 2020. године. Током 2021. године завршено је у потпуности постројење за одсумпоравање димних гасова у Термоелектрани Костолац Б.

У претходним годинама рађено је на смањењу загађења и тако што је извршена реконструкција електро филтера у свим термоелектранама чиме су знатно смањене емисије прашкастих материја, односно ПМ честица (Particulate matter – PM). Такође, спроведено је и смањење емисија азотних оксида на блоковима А3, А4 и А5 у термоелектрани Никола Тесла А и на блоку Б1 у термоелектрани Никола Тесла Б.

Истовремено у ЈП ЕПС, који је доминантан произвођач електричне енергије у Републици Србији, се перманентно одвијају активности на ревитализацији и модернизацији постојећих електрана, које ће омогућити повећање и енергетске ефикасности и инсталисане снаге.

У току 2021. године најзначајније активности су биле:

- завршени радови на ревитализацији блока Б1 у термоелектрани Никола Тесла Б;
- настављени радови на изградњи новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б снаге 350 MW, на костолачки лигнит (инвеститор је ЈП ЕПС);
- ремонт блокова Б1 и Б2 у ТЕ Костолац Б;
- припрема изградње првог ветропарка у власништву ЈП ЕПС снаге 66 MW у Костоцу;

- наставак рада на „зеленом пројекту“ у Рударском басену Колубара којим би се уградилa нова опрема која обезбеђује сигурно снабдевање термоелектрана лигнитом и поштовање прописа у области заштите животне средине. Крајем 2019. године „зелени пројекат“ је почео да функционише са половином капацитета, и очекује се да у 2022. години проради пуним капацитетом;
- почетак радова на пројекту „зелени прстен“ којим је предвиђено да се око Термоелектране Никола Тесла А и рударског копа Радљево посади дрвеће које ће формирати зелени прстен;
- завршена је изградња комбиноване гасне термоелектране-топлане ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 196 MW у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Газпром енергохолдинг, Русија);
- наставак активности на ревитализацији и модернизацији хидроелектране Ђердап 1. Од 2009. године ревитализовано је пет агрегата, а када се заврши ревитализација и шестог агрегата, хидроелектрана Ђердап 1 ће имати за 180 MW већу инсталисану снагу за производњу чисте електричне енергије и
- припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинских ХЕ и ХЕ Ђердап 2.

3.8.3 Коришћење обновљивих извора енергије

У 2021. години донет је Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Службени гласник РС“, број 40/21) који је прописао да Агенција доноси методологије којима одређује максималне откупне цене електричне енергије и фид-ин тарифе за електричну енергију произведену из обновљивих извора енергије.

Поступајући у складу са новим овлашћењима из овог закона Агенција је у прописаном року донела Методологију за одређивање максималне откупне цене електричне енергије („Службени гласник РС“, број 103/21) и Методологију за одређивање максималне фид-ин тарифе за електричну енергију („Службени гласник РС“, број 103/21), чијим доношењем су створене претпоставке за примену овог закона и отпочињање процеса аукција за електричну енергију произведену из обновљивих извора.

На основу овог Закона, наведене методологије за одређивање максималне откупне цене електричне енергије и Уредбе Владе Републике Србије о квоти у систему тржишне премије за ветроелектране („Службени гласник РС“, број 107/21), Агенција је у 2021. години донела одлуку о одређивању максималне откупне цене за потребе аукција за електричну енергију из ветроелектрана. Максимална откупна цена за електричну енергију произведену у ветроелектранама одобрене снаге веће од 3 MW одређена је у износу од 5,57 €/kWh.

У 2021. години донет је и Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије („Службени гласник РС“, број 40/21). У складу са новим овлашћењима из овог закона Агенција је у прописаном року донела и Методологију за одређивање тржишне премије – високоефикасна когенерација („Службени гласник РС број 106/2021) и Методологију за одређивање фид-ин тарифе – микро и мала когенерација („Службени гласник РС број 106/2021). Обе методологије примењују се на произвођаче електричне енергије у високоефикасној когенерацији, малим когенерацијама и микро-когенерацијским јединицама.

Како је доношењем напред наведених закона престала да се примењује Уредба о мерама подстицаја за производњу електричне енергије коришћењем обновљивих извора енергије и високоефикасне комбиноване производње електричне и топлотне енергије („Службени гласник РС“, бр. 56/2016, 60/ 2017 и 91/2018) која је прописивала мере подстицаја за коришћење обновљивих извора енергије према врсти електране и инсталисаног снази и откупну цену за тако произведену енергију (feed-in тарифу), у 2021. години није одређивана откупна цена за повлашћене произвођаче електричне енергије. Историјски преглед ових цена, по годинама приказан је у табели 3-44.

Табела 3-44: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије

Ред. број	Врста електране	Инсталисана снага (MW)	Подстицајна цена (ср / MWh)				
			2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
1	Хидроелектране						
1.1		до 0,2	12,60	12,74	12,92	13,132	13,30
1.2		од 0,2 до 0,5	13,933 - 6,667*P	14,086 - 6,740*P	14,283 - 6,6834*P	14,512 - 6,643*P	14,701 - 7,033*P
1.3		од 0,5 до 1	10,6	10,72	10,87	11,04	11,18
1.4		од 1 до 10	10,944 - 0,344*P	11,064 - 0,348*P	11,219 - 0,353*P	11,399 - 0,359*P	11,547 - 0,364*P
1.5		од 10 до 30	7,50	7,56	7,69	7,81	7,91
1.6	на постојећој инфраструктури	до 30	6,00	6,07	6,15	6,25	6,33
2	Електране на биомасу						
2.1		до 1	13,26	13,41	13,60	13,82	14,00
2.2		од 1 до 10	13,82 - 0,56*P	13,97 - 0,57*P	14,17 - 0,58*P	14,40 - 0,59*P	14,59 - 0,60*P
2.3		преко 10	8,22	8,31	8,43	8,56	8,67
3	Електране на биогаз						
3.1		од 0 - 2	18,333 - 1,111*P	18,535 - 1,121*P	18,794 - 1,139*P	19,095 - 1,157*P	19,343 - 1,172*P
3.2		од 2 до 5	16,85 - 0,370*P	17,035 - 0,374*P	17,273 - 0,379*P	17,549 - 0,385*P	17,777 - 0,390*P
3.3		преко 5	15,00	15,188	15,377	15,62	15,82
4	Електране на депонијски гас и гас из постројења за третман комуналних отпадних вода		8,44	8,53	8,65	8,79	8,90
5	Електране на ветар		9,20	9,30	9,43	9,56	9,70
6	Соларне електране						
6.1	на објекту	до 0,03	14,60 - 80*P	14,76 - 80,68*P	14,97 - 82,01*P	15,21 - 83,32*P	15,41 - 84,40*P
6.2	на објекту	од 0,03 до 0,05	12,404 - 6,809*P	12,540 - 6,884*P	12,716 - 6,980*P	12,919 - 7,092*P	13,057 - 7,184*P
6.3	на земљи		9,00	9,10	9,23	9,38	9,50
6.4		од 0,2 до 2	9,00	9,10	9,23	9,38	9,50
6.5		од 2 до 10	9,00	9,10	9,23	9,38	9,50
7	Гестермалне електране						
7.1		до 1	8,2	8,29	8,41	8,54	8,65
7.2		од 1 до 5	8,2	8,29	8,41	8,54	8,65
7.3		преко 5	8,2	8,29	8,41	8,54	8,65
8	Електране на отпад		8,57	8,56	8,78	8,92	9,04
9	Електране са комбинационом производњом на природни гас						
9.1		До 0,5	8,30	8,29	8,41	8,54	8,65
9.2		од 0,5 до 2	8,447 - 0,493*P	8,540 - 0,498*P	8,660 - 0,505*P	8,799 - 0,513*P	8,913 - 0,520*P
9.3		од 2 до 10	7,46	7,54	7,65	8,77	7,87

Табела 3-45: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2021. години

Категорије повлашћених произвођача		Колитина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/kWh
1	Мале хидроелектране	323.941	3.693.847	11,40
2	Електране на биогаз	244.143	4.878.261	19,98
3	Електране на ветар	1.070.731	12.228.389	11,42
4	Електране на сунчеву енергију	10.494	266.906	25,62
4.1	Електране на сунчеву енергију на тлу	6.806	177.951	26,15
4.2	Електране на сунчеву енергију на објектима	3.688	90.955	24,66
5	Електране са комбин. произ. на фосилна горива	198.349	1.675.515	8,45
5.1	Електране на гас	197.197	1.665.783	8,45
5.2	Електране на угљ	1.152	9.731	8,45
6	УКУПНО	1.847.658	22.744.918	12,31

* Просечна откупна цена од електрана на сунчеву енергију је виша од последње прописане цене у Уредби о мерама подстицаја за производњу електричне енергије коришћењем обновљивих извора енергије и високофикасне комбиноване производње електричне и топлотна енергије („Службени гласник РС”, бр. 56/2016, 60/2017 и 91/2018), због тога што је велика већина повлашћених произвођача из ових електрана закључила уговоре у периоду до 2016. године када је откупна цена износила више од 20 сЕ / kWh

У 2021. години, према Уредби о висини посебне накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у 2021. години („Службени гласник РС”, број 152/2020), крајњи купци електричне енергије плаћају су посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,437 дин/kWh.

Табела 3-46: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2016-2021. године

	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
	дин/kWh					
Накнада за подстицај ОМЕ	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,437

Табела 3-47: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача у 2021. години

	Прикупљено (000 дин без ПДВ)
Приходи по основу продаје електричне енергије по признатој цени	6.332.109
Приход по основу фактурисане накнаде	13.526.906
- ЕПС снабдевање	12.670.884
- Остали снабдевачи	850.022
Умањење прихода за признату ненаплативост од 2%	-397.060
Укупно	19.455.955

Табела 3-48: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2017-2021. године

Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Водотокови	183.233	265.917	230.298	221.283	323.941
Фосилна горива (угљ, мазут и природна гас) – комбинована производња	112.446	105.814	91.501	100.062	198.349
Биогаз	71.255	95.494	136.070	179.897	244.143
Сунчева енергија	11.100	10.521	10.941	9.043	10.494
Ветар	48.457	150.419	892.994	835.168	1.070.731
УКУПНО	426.491	628.165	1.361.804	1.345.454	1.847.658

3.8.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2021. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима постојећих објеката оператора преносног система ЕМС АД. Са друге стране, основне инвестиционе активности у 2021. години су се односиле на изградњу нових објеката, као и на реконструкцију и модернизацију постојећих објеката. Поред наведеног, инвестиционе активности су обухватиле и реализацију пројеката прикључења на преносни систем и пројеката повезивања преносног и дистрибутивног система.

ЕМС АД је током 2021. године учествовао на активностима везаним за градњу секција 2, 3 и 4 секције прве фазе Трансбалканског коридора. Изградња Секције 1 прве фазе Трансбалканског коридора (двоструки далековод 400 kV TC Панчево 2 – граница са Румунијом) је завршена 2017. године. С обзиром да радови на изградњи далековода са румунске стране нису завршени, један систем далековода је пуштен под напон 110 kV из правца TC Панчево 2 и искоришћен за напајање подручја Јужног Баната („Јужнобанатска петља“), 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 Републике Србије 400 kV водовима, што ће додатно повећати сигурност снабдевања корисника у Републици Србији.

На Секцији 2 (далековод 400 kV TC Крагујевац 2 – TC Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у TC Краљево 3 на 400 kV) током 2021. године настављени су радови на доградњи и реконструкцији, тј. опремању 400 kV далеководног поља у TC 400/110 kV TC Крагујевац 2. Радови су завршени у децембру 2021. године.

За Секцију 3 (далековод 2x400 kV TC Обреновац – TC Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у TC Бајина Башта на 400 kV) током 2021. године поднет је захтев за грађевинску дозволу за ДВ 2x400 kV TC Бајина Башта – TC Обреновац, а добијена је грађевинска дозвола за доградњу TC Бајина Башта и грађевинска дозвола за изградњу саобраћајног прикључка приступног пута.

На Секцији 4 (Интерконективни далековод 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе) у 2021. години настављено је са радовима на реализацији пројекта донације ЕУ кроз пакет WBIF13. Реализација овог пројекта подразумева израду комплетне техничке документације за изградњу далековода (Пројекат за грађевинску дозволу, Пројекат за извођење, као и ажурирање Студије оправданости за Секцију 3 и Секцију 4 Трансбалканског коридора).

Поред радова на изградњи Трансбалканског коридора као пројекта од националног и стратешког интереса, ЕМС АД је током 2021. године радио и на изградњи још једног битног пројекта – пројекат BeoGrid2025, који обухвата изградњу TC Београд 50 са припадајућим расплетом далековода напонских нивоа 400 kV и 110 kV, као и изградњу далековода ДВ 2x400 kV TC Београд 50 – ПРП Чибук 1. Покренута је процедура израде урбанистичких пројеката и започета је израда техничке документације као што су идејна решења, елаборати за потребе решавања имовинско правних послова и пројекат за грађевинску дозволу.

Најзначајнији инвестициони радови у високонапонским постројењима (трансформаторским станицама и разводним постројењима) у току 2021. године су били: изградња и пуштање под напон и у пробни рад нове TC 220/110 kV/kV Бистрица, реконструкција и пуштање под напон и у пробни рад постројења TC 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1, TC 220/110 kV/kV Србобран и TC 220/100 kV/kV Београд 3. Поред тога инвестиционе активности реконструкције су се одвијале у TC 400/110 kV/kV Панчево 2 и TC 400/110 kV/kV Бор 2.

У 2021. години најзначајнији инвестициони радови на далеководима су били: завршетак радова на изградњи новог кабловског вода 110 kV Београд 45 – ТЕТО Београд дужине 4,6 km, завршетак радова на изградњи водова: ДВ 220 kV бр. 266 TC Пожега – TC Пљеваља 2, увођење у TC Бистрица, ДВ 110 kV бр. 134/3 ХЕ Кокин Брод – Потпећ, увођење у TC Бистрица, ДВ 110 kV бр. 148/2 Бор 2 – Зајечар 2, ДВ 400 kV бр. 444 TC Нови Сад 3 – TC Суботица 3, увођење у TC Србобран, реконструкција ДВ бр. 217/2 Србобран – Нови Сад 3 и ДВ бр. 127/2 Србобран – Нови Сад 3 испред TC Србобран, реконструкција ДВ бр. 217/2 Србобран – Нови Сад 3 испред TC Нови Сад 3 и ДВ 2x110 kV бр. 108 АБ Ваљево 3 – Зворник (деоница Б). Поред завршених радова одвијале су се активности на извођењу радова на још неколико инвестиционих пројеката: расплет далековода 220 kV и 110 kV код TC Бистрица, ДВ 110 kV број 107/2 TC Тамнава Западно поље – TC Ваљево 3, увођење у TC УБ 110/35 kV, КБ 110 kV TC Београд 1 - TC Београд 6, ДВ 110 kV бр. 104А/3 и 104В/3 TC Београд 5 – TC Стара Пазова, увођење у TC Београд 5, ДВ 110 kV бр. 1206+154/3, увођење у TC Ниш 5 и КБ 110 kV Нови Сад 5 - Нови Сад 7.

У току 2021. године ЕМС АД је издао бројна акта за потребе прикључења и повезивања објеката на преносни систем. Од пројеката повезивања енергетских објеката на преносни систем, најзначајнија је била реализација повезивања дистрибутивних трансформаторских станица са преносним системом и то: TC 110/10 kV Београд 45, TC 110/20 kV Хикинда 2, TC 110/35/10 kV Лапово и TC 110/35 kV Петровац.

Законом је прописано да је оператор преносног система дужан да сваке године доноси план развоја преносног система за наступајући десетогодишњи период и да сваке године доноси план инвестиција у преносни систем за наступајући трогодишњи период. План развоја се ради на основу ревизије претходног плана, сходно новим захтевима, узимајући у обзир стечена искуства у управљању и одржавању преносне мреже и усаглашава се са плановима оператора дистрибутивног система и плановима оператора суседних преносних система. Како је оператор преносног система Републике Србије у синхроној области „Континентална Европа“ тако је обавезно његово активно учешће у изради десетогодишњег Пан-европског плана развоја преносних система, као и Регионалног инвестиционог плана који се раде у оквиру асоцијације ENTSO-E. Циљ Пан-европског

десетогодишњег плана развоја јесте обезбеђење транспарентности у области развоја преносних мрежа, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу.

EMC АД је 16. марта 2021. године доставио предлог Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2021-2030. године, који је након прихваћених коментара са јавне расправе и након коментара Агенције кориговао и 8. фебруара 2021. године Агенцији је доставио нови План развоја преносног система Републике Србије за период од 2021-2030. године и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2021-2023. године, на које је Агенција дала сагласност. Ови планови су прилагођени одредбама Закона о енергетици и усклађени са критеријумима ENTSO-E, а такође су уважени и Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже, као и регионални инвестициони планови. План развоја је усаглашен са Планом развоја дистрибутивног система.

Анализом стања преносне мреже уз уважавање прогнозиране потрошње и очекиваног уласка у погон нових производних јединица, EMC АД је у оквиру Плана развоја преносног система планирао изградњу нових објеката преносне мреже, као и адаптацију или реконструкцију постојећих објеката преносне мреже, чиме би се отклонила постојећа и очекивана загушења и повећала ефикасност рада преносног система.

За преносну мрежу 400 kV напонског нивоа, у Плану развоја су дефинисани пројекти интерконекије и пројекти унутрашње мреже. Ови пројекти су од регионалног и пан-европског значаја за пренос електричне енергије и њима се директно доприноси дугорочној енергетској безбедности Републике Србије.

Најзначајнији планирани пројекат нове интерконекије у оквиру Плана развоја је интерконекија између Републике Србије, Босне и Херцеговине и Црне Горе, која 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 са реконструкцијом ТС Крагујевац, што представља Секцију 2 прве фазе Трансбалканског коридора.
- у региону западне Србије подизање мреже 220 kV на 400 kV напонски ниво што подразумева 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,
- пројекат BeoGrid2025 који обухвата изградњу ТС Београд 50 са припадајућим расплетом далековода напонских нивоа 400 kV и 110 kV, као и изградњу далековода ДВ 2x400kV ТС Београд 50 – ПРП Чибук 1,
- изградња постројења 400 kV, уместо 220 kV у ТС Србобран и изградња водова за прикључење ТС Србобран,
- нова ТС 400/110 kV/kV у региону јужног Баната и
- реконструкција ТС Крагујевац 2, ТС Панчево 2, ТС Бор 2, разводног постројења за Ђердал 1.

Сви нови пројекти ће допринети сигурности снабдевања и поузданости рада целог електроенергетског система Републике Србије, а реализација планираних пројеката ће зависити и од услова финансирања, посебно за реализацију дела Трансбалканског коридора који се односи на интерконекију између Србије, Црне Горе и Босне и Херцеговине.

У погледу преносне мреже 220 kV напонског нивоа, стратешко одређење EMC АД је постепено укидање ове мреже, односно њено подизање на 400 kV напонски ниво које ће се великим делом извести у склопу пројекта Трансбалкански коридор.

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 налажаних области. Развој 110 kV мреже је посебно важан због усклађивања са планом развоја дистрибутивног система, како би се омогућила 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.

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. Агенција је спровела процес праћења за 2021. годину. У Плану инвестиција за период 2021-2023. године, на који је Агенција дала сагласност, оператор преносног система је у 2021. години планирао укупно 123 инвестицију, односно 85 пројеката. Од укупног броја инвестиција, 55 инвестиција су градња новог објекта, 64 је реконструкција, адаптација и доградња, а 4 инвестиције су остала улагања у преносни систем.

Табела 3-49 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према типу активности за 2021. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-49: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2021. годину

Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	(000 дин)
			Индекс
Градња новог објекта	3.055.012	2.705.066	89
Реновација, адаптација и доградња	2.046.607	1.436.561	70
Остала улагања у преносни систем	348.938	196.240	56
Укупно	5.450.607	4.337.867	80

Табела 3-50 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према напонском нивоу за 2021. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-50: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2021. годину

Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	(000 дин)
			Индекс
110 kV	1.824.803	1.084.309	67
220 kV	454.984	406.4054	89
400 kV	3.027.210	2.651.812	88
Сви напонски нивои - имплементација даљинског управљања	343.610	195.341	57
Укупно	5.450.607	4.337.867	80

3.8.5 Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система

Оператор дистрибутивног система (ОДС) у складу са Законом, има обавезу доношења и достављања Агенцији на давање сагласности Плана развоја дистрибутивног система и Плана инвестиција у дистрибутивни систем, који је усклађен са Планом развоја преносног система и захтевима за прикључење објеката купаца и произвођача на дистрибутивни систем.

ОДС Електродистрибуција Србије је 22 марта 2021. године доставио Агенцији предлог Плана развоја дистрибутивног система Републике Србије за период од 2021-2030. године, који је након коментара Агенције кориговао и 7. децембра 2021. године је доставио нови План развоја дистрибутивног система Републике Србије за период од 2021-2030. године и План инвестиција у дистрибутивни систем Републике Србије за период 2021-2023. године, на које је Агенција дала сагласност. Ови планови су прилагођени одредбама Закона о енергетици и усклађени са Планом развоја преносног система.

Анализом стања дистрибутивне мреже уз уважавање прогнозиране потрошње и очекиваног уласка у погон нових производних јединица, ОДС је у оквиру Плана развоја дистрибутивног система планирао изградњу нових објеката дистрибутивне мреже, као и адаптацију или реконструкцију постојећих објеката дистрибутивне мреже, чиме би се отклонила постојећа и очекивана загушења и повећала ефикасност рада дистрибутивног система. План развоја дистрибутивног система је усаглашен са Планом развоја преносног система.

На основу идентификованих потреба за развојем мреже направљени су појединачни планови развоја дистрибутивне мреже за свако од пет дистрибутивних подручја (ДП) (ДП Краљево, ДП Ниш, ДП Крагујевац, ДП Београд и ДП Нови Сад). За свако ДП формирана је листа пројеката са објектима које је потребно изградити или реконструисати у наредном десетогодишњем периоду. Сви пројекти подељени су у следеће категорије: изградња ТС 110/х kV/kV, реконструкција ТС 110/х kV/kV, изградња ТС 35/х kV/kV, реконструкција ТС 35/х kV/kV и изградња и реконструкције 10 (20) kV и 0,4 kV мреже.

Агенција је спровела процес праћења Плана инвестиција за 2021. годину.

Табела 3-51 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора дистрибутивног система према типу активности за 2021. годину.

Табела 3-51: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој дистрибутивне мреже типу активности за 2021. годину

(000 дин)			
Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
Градња новог објекта	9.367.494	9.637.505	103
Реконструкција, адаптација и доградња	3.067.939	1.133.729	37
Остала улагања у преносни систем	1.300.000	1.612.771	124
Укупно	13.735.433	12.384.005	90

Табела 3-52 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора дистрибутивног система према напонском нивоу за 2021. годину

Табела 3-52: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој дистрибутивне мреже према напонском нивоу за 2021. годину

(000 дин)			
Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
110 kV	3.641.754	1.723.429	47
35 kV	3.303.631	1.184.102	36
10,20 и 0,4 kV и прикључци	5.490.148	7.863.703	143
Преузимање мерних места и прикључака	1.300.000	1.612.771	124
Укупно	13.735.433	12.384.005	90

Током 2021. године, ОДС је спровео активности на изградњи нових објекта као и на реконструкцијама и модернизацији постојећих објеката

У дистрибутивном систему током 2021. године су завршени или су започети следећи радови:

- на трансформаторским станицама:
 - проширење и реконструкција постојећих трансформаторских станица. Током 2019. године ЕПС Дистрибуција је добила од ЕУ четири мобилне трансформаторске станице које се користе приликом реконструкције постојећих трансформаторских станица 110/35 kV/kV и 35/10 kV/kV, али и у ванредним ситуацијама, у случајевима елементарних непогода и природних катастрофа какве су поплаве и пожари. Ове трансформаторске мобилне станице могу да се користе и за напајање дела или читавог подручја погођеног кваром, тако да крајњи корисници имају значајно краће прекиде у снабдевању електричном енергијом. У редовном режиму користе се као заменски капацитет током реконструкције постојећих трансформаторских станица. Током 2021. године све четири мобилне трансформаторске станице успешно су биле прикључене на дистрибутивни систем и то једна ТС 35/10 kV/kV на Златибору преко које су прикључени сви хотелски комплекси и туристичко-пословни садржаји, две ТС 35/10 kV/kV у Батајници и Крушевцу ради поузданијег снабдевања нових Covid болница и четврта ТС 110/35 kV/kV у Београду.
- на дистрибутивним водовима:
 - изградња и реконструкција низа дистрибутивних водова у дистрибутивној мрежи средњег напона и
 - 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 је рађено али не у планираном обиму.

Законом је одређено да је ОДС, поред Плана развоја дистрибутивног система и Плана инвестиција у дистрибутивни систем, дужан 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 13. септембра 2021. године је доставио Агенцији План преузимања мерних уређаја за период 2021-2024. Агенција је 24. септембра 2021. године дала сагласност на овај план.

3.8.6 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

У 2021. години је дошло до смањења губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2020. години мањи за 0,22% и износе 11,73% електричне енергије преузете у дистрибутивни систем. Активности на

смањењу губитака се у наредном периоду морају интензивирати, пошто је потребно да се губици што пре сведу на технички прихватљив ниво. Редовне активности на контроли мерних уређаја, које су у 2021. години урађене само на 4% планираних мерних уређаја, као и преузимање мерних уређаја и прикључних водова морају се радити у складу са законским обавезама и донетим плановима.

У наредном периоду потребно је 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, далековаода и трансформаторских станица;
- преузимање мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталација 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 очитавањем 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.

3.8.7 Напредни мерни системи

Законом је одређено да оператор преносног система и оператор дистрибутивног система израђују план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система и достављају га Агенцији ради прибављања мишљења.

С обзиром да оператор преносног система на свим местима примопредаје има уграђена напредна бројила, он није израђивао овај план и достављао га Агенцији.

У табели 3-53 приказан је укупан број бројила оператора преносног система. Сва бројила су напредна са функционалностима: даљинско очитавање од стране ОПС, даљинско очитавање од стране корисника коришћењем одговарајуће апликације, двосмерно мерење (производња и потрошња), управљање тарифама и чување података.

Табела 3-53. Напредна бројила у преносном систему

Напонски ниво	400kV	220kV	110kV
Број бројила уграђених код купаца	0	6	88
Број бројила уграђених код произвођача	11	11	36
Број бројила уграђених код ОДС и ЗДС	0	0	435
Број бројила уграђених на интерконективним далеководима	8	5	13
Укупно	19	22	572

Оператор дистрибутивног система током 2021. године није доставио Агенцији план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система.

У табели 3-54 приказан је укупан број бројила оператора дистрибутивног система. За купце укупан проценат напредних бројила (за све напоске нивое) износи 3,78%, док за произвођаче укупан проценат напредних бројила (за све напоске нивое) износи 99,15%.

Код купаца су највише уграђена дигитална бројила која имају само функционалност даљинско очитавање од стране ОДС и таквих је 2,46% бројила од укупно свих уграђених бројила за купце. Од укупно свих уграђених бројила за купце 0,98% има истовремено три функционалности, док само 0,35% бројила од укупно свих уграђених бројила за купце има истовремено седам функционалности (даљинско очитавање од стране ОДС, даљинско очитавање од стране корисника (купаца), даљинско укључивање/искључивање, даљинско управљање потрошњом, управљање тарифама, кућни дисплеј и чување података).

Код произвођача су највише уграђена напредна бројила која имају истовремено три функционалности и таквих је 46,31% од укупно свих уграђених бројила за произвођаче. Од укупно свих уграђених бројила за произвођаче 33,24% имају само функционалност даљинско очитавање од стране ОДС, 1,7% имају само функционалност даљинско очитавање од стране корисника (произвођача), док 17,9% бројила има истовремено пет функционалности (даљинско очитавање од стране ОДС, даљинско очитавање од стране корисника (произвођача), даљинско укључивање/искључивање, двосмерно мерење и чување података).

Табела 3-54: Напредна бројила у дистрибутивном систему

Бројила уграђена код купца електричне енергије	Напонски ниво	35, 20, 10kV	0,4kV		Домаћинства	Укупно
			купци са мерењем снаге	купци без мерења снаге		
Електромеханичка		48	744	199.434	2.073.001	2.273.227
Дигитална		5.235	42.479	179.474	1.232.296	1.459.484
Укупно		5.283	43.223	389.908	3.305.297	3.723.711
Напредна бројила		4.743	19.398	17.222	99.436	140.807
Процент напредних бројила у односу на укупан број бројила		89,87%	44,88%	4,56%	3,01%	3,78%
Бројила уграђена код произвођача електричне енергије	Напонски ниво	35kV	20kV	10kV	0,4kV	Укупно
Електромеханичка		0	0	3	0	3
Дигитална		35	45	113	156	349
Укупно		35	45	116	156	352
Напредна бројила		35	45	113	156	349
Процент дигиталних бројила у односу на укупан број бројила		100,00%	100,00%	97,41%	100,00%	99,15%

У наредном периоду је неопходно да оператор дистрибутивног система испуни ову законску обавезу и донесе план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система. Напредни мерни системи и напредне мреже ће омогућити већу поузданост и квалитет испоруке електричне енергије. Они ће послужити и боље управљање потрошњом и динамичније тржиште, а и значајно смањити техничке и комерцијалне губитке електричне енергије.

4. ПРИРОДНИ ГАС

4.1 Структура сектора и капацитети

4.1.1 Организациона и власничка структура

Организациона структура гасног сектора крајем 2021. године је приказана на слици 4-1. Једини произвођач природног гаса је „Нафтна индустрија Србије“ а.д. Нови Сад (у даљем тексту: НИС). Производња природног гаса није регулисана делатност.



Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2021. године

Делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом у Србији обављају три оператора транспортног система (ОТС), Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад, Yugosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш, и Гастранс д.о.о. Нови Сад. ОТС Yugosgaz-Транспорт д.о.о. је у 2015. години извршио правно раздвајање од вертикално интегрисаног предузећа „Yugosgaz“ а.д. Београд. Функционално раздвајање условљено је претходном изменом међудржавног споразума. У ЈП Србијагас су донете одлуке о правном и функционалном раздвајању ОТС - Транспортгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, тако да од 2020. године Транспортгас Србија д.о.о. обавља делатност транспорта и управљања транспортним системом за природни гас.

Дана 9. јуна 2021. године у Агенцији за привредне регистре брисан је једини члан друштва ЈП Србијагас и на место њега уписана Република Србија као једини члана друштва „Транспортгас Србија“ д.о.о. са 100% удела. У октобру 2021. године Влада је дала сагласност на Одлуку о изменама и допунама Одлуке о оснивању друштва „Транспортгас Србија“ д.о.о. чиме су се стекли услови да Транспортгас Србија д.о.о. послује независно од ЈП Србијагас које је наставило да обавља делатност снабдевања природним гасом и јавног снабдевања природним гасом.

Агенција је у поступку изузећа одобрила друштву Гастранс д.о.о. право на изузеће од обавезе власничког раздвајања, приступа треће стране и примене регулисаних цена на период од 20 година. Гастранс д.о.о. је током 2019. и 2020. године изградио гасни интерконектор (Зајечар-Хоргош) како би отпочео са транспортом природног гаса у 2021. години. По повезивању на транспортни систем Мађарске, овај гасни интерконектор постао је у потпуности оперативан почев од 1. октобра 2021. године од када се природни гас транспортује из правца Бугарске за потребе снабдевања Републике Србије као и за потребе транзита природног гаса од границе са Бугарском до границе са Мађарском.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 31 оператор дистрибутивног система (ОДС), као и претходне године. Поред ЈП Србијагас и Yugosgaz а.д., делатност дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом за природни гас обавља још 29 предузећа, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом, а део у приватном власништву. Један енергетски субјект који има важећу лиценцу не обавља ову делатност. Сви ОДС, изузев ОДС ЈП Србијагас, поред дистрибуције природног гаса у оквиру истог правног лица могу да обављају и снабдевање по регулисаним ценама и снабдевање на слободном тржишту природним гасом, јер имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца, тако да нису обавезни да правно раздвоје обављање делатности дистрибуције од делатности снабдевања.

На крају 2021. године, било је укупно 64 енергетских субјеката који су имали лиценцу за снабдевање природним гасом од којих је било активно 24. Од 32 лиценцирана јавна снабдевача, јавним снабдевањем

крајњих купаца природним гасом, по регулисаним ценама, бази се 31 јавни снабдевач, који се истовремено баве и дистрибуцијом природног гаса.

Влада Републике Србије је, у складу са Законом, одредила да ЈП Србијасгас буде снабдевач јавних снабдевача и резервни снабдевач природним гасом и за 2021. годину.

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 власници ЈП Србијасгас (49%) и Gazprom Germania (51%), на основу Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде, закљученог јануара 2008. године (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).

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 Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса НИС. Произведени природни гас се, након припреме која омогућава да га користе крајњи купци, испоручује на 9 места у транспортни систем док се много мање количине (око 4% производње) испоручују на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем у 2021. години је била 226 милиона m^3 , што је мање за 14,7% од производње у претходној години. После значајног раста у 2011. и 2012. години, производња природног гаса од 2013. године сваке године опада.

Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2012. - 2021. година

Производња / Година	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Испоручено у транспортни систем	466	451	453	422	388	366	327	284	256	217
Испоручено у дистрибутивни систем	18	17	14	10	11	7	8	9	9	9
Укупна производња (милиона m^3)	484	468	467	432	399	373	335	293	265	226
Промена у односу на (n-1) годину		-3,3	-0,2	-7,5	-7,6	-6,5	-10,2	-12,5	-9,6	-14,7

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2021. години, 13,6 милиона m^3 (6%) природног гаса је продато другим снабдевачима и крајњим купцима, док је остале количине природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево. Да би задовољио сопствену потрошњу природног гаса од 382 милиона m^3 , НИС је купио од ЈП Србијасгас 170 милиона m^3 природног гаса у 2021. години.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2021. године, дужина транспортног система на коме Транспортгас Србија д.о.о. обавља делатност је била 2.478 km у северној и централној Србији, а транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. 125 km у југоисточном делу Србије. Гастрас д.о.о. обавља делатност транспорта на 402 km гасовода од границе са Бугарском до границе са Мађарском од 01. јануара 2021. године. По критеријуму дужине транспортних гасовода у km, Транспортгас Србија д.о.о. управља са 82,5% транспортне гасоводне мреже у Србији, Гастрас д.о.о. са 13,4% а Yugorosgaz-транспорт д.о.о. са преосталих 4,1%. Укупна дужина транспортних гасовода у Србији је дата у Табели 4-2.

Табела 4-2: Дужина транспортних гасовода у Србији у периоду 2012. - 2021. година

Година	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Дужина мреже, km	2.466	2.473	2.498	2.498	2.498	2.534	2.539	2.539	2.539	3.006

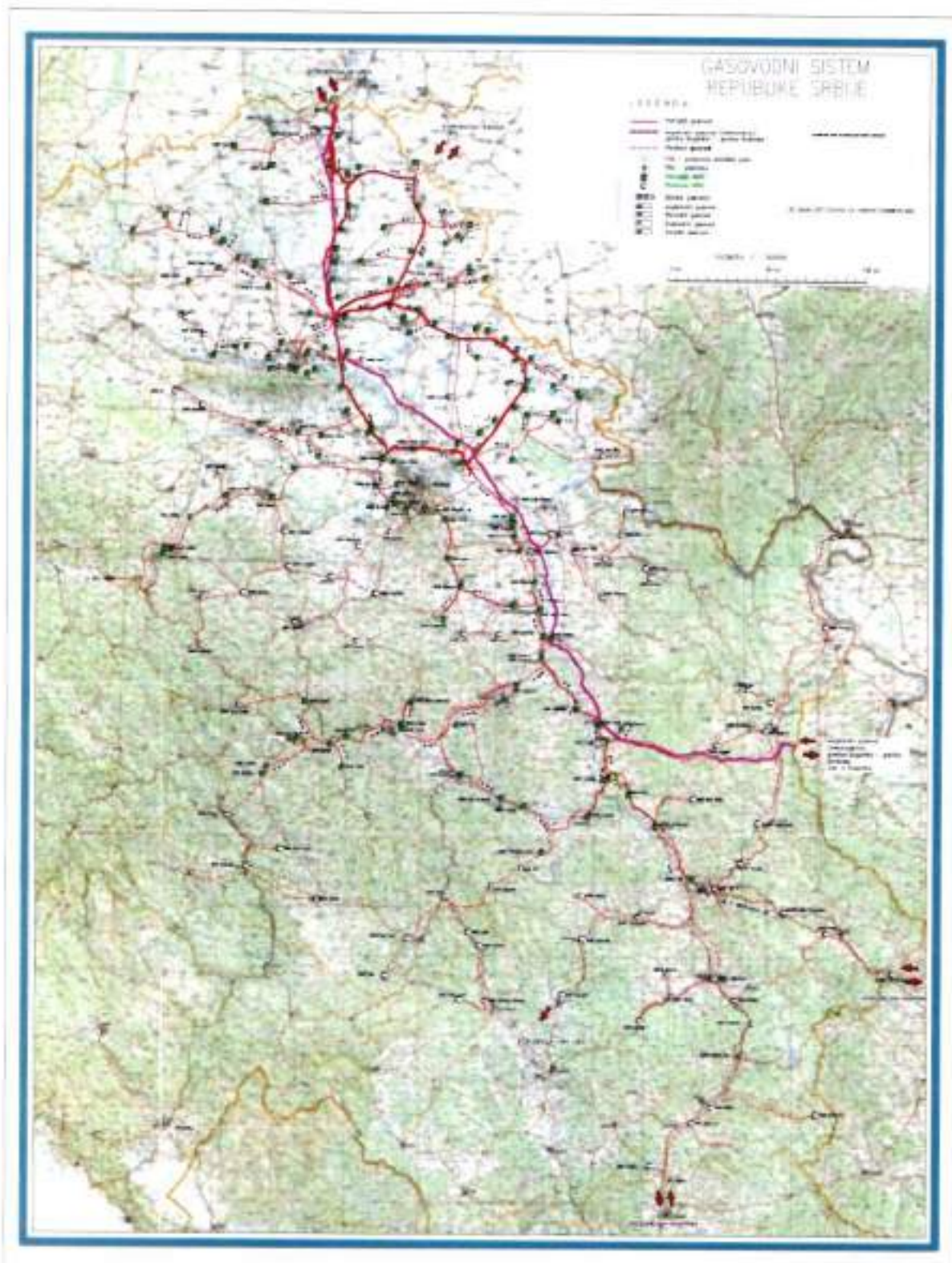
Преко 70% становника Србије живи у областима које имају изграђене транспортне гасоводе који су предуслов за даљи развој гасног система, односно изградњу дистрибутивних гасовода и раст потрошње природног гаса.

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	Гастрас д.о.о.	Транспортгас Србија д.о.о.	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет (млн. m ³ /дан)	≈ 34,6	≈ 18	≈ 2,2
Притисак (бар)	66-75	16 - 75	16 - 55
Дужина (km)	402	2.478	125
Пречници	DN 1200	DN 150 - DN 750	DN 168 - DN 530
Снага компресорске станице (MW)	19,287	4,4	-
Број улаза у транспортни систем	1	14	1
Из другог транспортног система	1	4	1
Са производних поља – домаћи гас	0	9	-
Из складишта	0	1	-
Број излаза са транспортног система	4	250	6
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	0	247	6
Приспоредајне станице	4	2	-
Изаз у транспортни систем Yugorosgaz	0	1	-
Интерконектор према БиХ	0	1	-
Изаз у транспортни систем Транспортгас	3	0	0
Интерконектор према Мађарској	1	0	0
Складиште природног гаса	0	1	0

У табели 4-3 су приказане најважније техничке карактеристике транспортних система којима управљају Транспортгас Србија д.о.о., Гастрас д.о.о. и Yugorosgaz-транспорт д.о.о.

Оператори транспортних система су били дужни да 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-акуизициона опрема је неопходна за функционисање и развој тржишта и уграђена је на свим местима испоруке на систему којим управља Гастрас д.о.о. и Yugorosgaz-транспорт д.о.о. и на 92% од укупног броја излаза са транспортног система којима управља Транспортгас Србија д.о.о. 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 прео уграђује на излазима на којима се испоручују веће количине природног гаса.



Слика 4-2: Транспортни систем природног гаса Републике Србије

4.1.2.3 Дистрибуција

Почетком 2021. године у Србији је 31 оператор дистрибутивног система обављао делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом природног гаса. Постоји још један лиценцирани оператор дистрибутивног система који још увек није започео са обављањем делатности. Дужина дистрибутивне мреже у Србији је од 2014. до краја 2021. године повећана за 27,31% тако да износи 20.831 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. У односу на 2020. годину, мрежа је увећана за 947 km, што је повећање од 4,74%. Највеће процентуално повећања дужине мреже у 2021. години је остварио ОДС Србијасгас који обавља делатност на 59,39% укупне дистрибутивне мреже у Србији. Повећање мреже ОДС Србијасгас је износило 7,51%. Друго највеће повећање дужине дистрибутивне мреже је остварено код ОДС Ужице-гас и износило је 5,68%. Треће највеће повећање дужине дистрибутивне мреже је остварено код ОДС Беогаз и износило је 4,42%. Код 15 ОДС дужина дистрибутивне мреже није промењена у односу на 2020. годину.

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2014 - 2021. година

	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Дужина дистрибутивне мреже (km)	16.363	16.532	16.653	16.961	18.422	19.286	19.883	20.831

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 306.815 и у односу на претходну годину је увећан за 13.292 прикључака (односно за 4,53%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке на крају 2021. године

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	56.200	1.603
2	Беогаз, Београд	492.407	12.693
3	Београдске електране, Нови Београд	334.490	4.504
4	Boss construction, Трстеник	29.438	82
5	Чока, Чока	27.195	822
6	Други октобар, Вршац	206.563	13.171
7	Елгаз, Сента	63.930	2.062
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	501.016	16.388
9	Гас - Рума, Рума	484.259	8.637
10	Гас, Бечеј	198.197	2.177
11	Гас, Темерин	296.500	7.109
12	Градитељ, Србобран	190.290	2.512
13	Ингаз, Инђица	363.552	10.929
14	Интерлима, Врњанка Бања	108.075	1.233
15	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.528
16	Ковин - Гас, Ковин	333.094	4.344
17	Лозница - Гас, Лозница	158.543	2.615
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.399.813	48.907
19	Полет, Пландиште	239.300	3.558
20	Ресави Гас, Свилацац	64.494	549
21	Супуз енерџи, Београд	22.078	2.078
22	Сигаз, Пожега	20.685	469
23	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	2.674
24	Србијасгас, Нови Сад	12.371.257	125.214
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	283.174	6.342
26	Стандард, Ада	43.280	1.151
27	Суботичагас, Суботица	435.575	11.992
28	Топлана - Шабац, Шабац	170.391	3.302
29	Ужице-гас, Ужице	188.375	2.391
30	Врбас - Гас, Врбас	189.158	1.982
31	Уједовгаз, Београд	322.318	1.606
	Укупно	20.830.705	306.815

План преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица

Законом о енергетици из 2014. године („Службени гласник РС”, бр. 145/14) у члану 261. тачка 9) 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.

У тренутку ступања на снагу тог Закона, од 33 ОДС, код 17 су сви МУ/МРС били у власништву оператора, у преосталих 16 ОДС, око 48% МУ/МРС (око 92.000 од 195.000) није било у власништву ОДС. Један ОДС је био у стечају и није обављао делатност, тако да је 15 ОДС доставило планове преузимања на које је Агенција дала сагласност.

По истеку законског рока, од планираних 92.641 МУ/МРС преузето је 54.839 или 59,20%. Само 3 ОДС су испунила своју законску обавезу и преузела све планиране уређаје и то: Сомбор-Гас, Ингас и Позница-Гас.

Законом о изменама и допунама Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 40/21), који је усвојен 2021. године, оператори дистрибутивних система за природни гас обавезани су да преузму све мерне уређаје, односно мерно-регулационе станице најкасније до 31. децембра 2024. године (члан 152. Закона). Сходно одредбама закона, ОДС ће доставити Агенцији ове планове, који треба да садрже годишњу динамику преузимања мерних уређаја закључно са 2024. годином. До краја законског рока, ОДС имају обавезу да извештавају Агенцију о реализацији планова.

4.1.2.4 Складиштење

Подземно складиште гаса Банатски Двор је веома значајно за обезбеђивање сигурног снабдевања природним гасом у Србији. Лоцирано је у простору исцрпљеног гасног лежишта укупне запремине 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 Гослођинци - Банатски Двор је омогућено несметано и потпуно повезивање подземног складишта гаса са транспортним системом Транспортгас Србија. Основни подаци о овом гасоводу су:

- дужина 42,5 km
- називни пречник DN 500
- максимални радни притисак: $p_{max}=75 \text{ bar}$
- максимални проток гаса:
 - при повлачењу из ПСГ Б. Двор $Q=415.000 \text{ m}^3/h$ (10 милиона m^3 /дан) и
 - при утискивању у ПСГ Б. Двор $Q=230.000 \text{ m}^3/h$ (5 милиона m^3 /дан)

Након друге фазе развоја, радна запремина складишта ће се повећати на 800 милиона m^3 природног гаса. Подземно складиште је са два гасовода повезано са гасним разводним чвором у Елемиру.

Током 2021. године, максимални технички капацитет утискивања је био 2,7 милиона m^3 /дан, а максимални технички капацитет истискивања из складишта је био 5,0 милиона m^3 /дан¹⁴. Максималне дневне утиснуте количине су у 2021. години биле 2,7 милиона m^3 /дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 5 милиона m^3 /дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2021. године није мењала и износила је 530 милиона m^3 .

Током 2021. године, мање природног гаса је предато у складиште него што је повучено. На почетку 2021. године је било 472 милиона m^3 комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 233 милиона m^3 , од тога је 3,3 милиона m^3 потрошено за сопствену потрошњу складишта, а преосталих 229,7 милиона m^3 гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли и предали у транспортни систем 509 милиона m^3 природног гаса. На крају 2021. године, у складишту је било 192 милиона m^3 комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2021. години је из увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво укупно 3.105 милиона m^3 , а потрошено је 2.853 милиона m^3 природног гаса.

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

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном уговору је у 2021. години износио 2.294 милиона m^3 и реализовао се из транспортног система Бугарске. ЈП Србијасгас је током 2021. године увозио природни гас од још три снабдевача, и те количине су преузете из транспортног система Мађарске.

¹⁴ Технички капацитет складишта одређен је на 20°C и притиску од 1.01325 бар, а вредности максимално повучених и утиснутих количина одређене су при температурама од 10°C и притиску од 1.01325 бар, оведемо на полупуно вредност $N_{0,101325}$ од 33.338,35 km^3 .

Домаћом производњом од 226 милиона m^3 је у 2021. години могло да се задовољи само 7,9% потреба, што представља смањење у односу на прошлу годину када је из производње могло да се задовољи 10,7% потреба. У 2021. години је први пут остварен извоз гаса у БиХ.

Табела 4-6: Извори снабдевања и остварења потрошња природног гаса у 2020. и 2021. години

	2020. милиона m^3	2021. милиона m^3	2021./2020. Индекс
Домаћа производња	255	226	85
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	1.384	2.294	166
Увоз из других извора/по другим уговорима	760	150	20
Увоз укупно	2.144	2.444	114
Преузето из подземног складишта	299	435	146
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.798	3.165	115
Утиснуто у складиште	203	220	108
Бруто потрошња	2.505	2.885	115
Губици и сопств. потрошња транспортног система	7	2	29
Губици у дистрибутивној мрежи и потрошње у оквиру правног лица	15	28	187
Извоз	0	2	100
За финалну потрошњу	2.483	2.853	115

Број места испоруке је у 2021. години повећан за 13.292 у односу на 2020. годину и на крају 2021. године је износио 306.879, од чега је 64 на транспортном, а 306.815 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 291.536 или 95% су домаћинства.

Табела 4-7: Број места испоруке на крају 2020. и 2021. године

Категорије потрошње	2020.	2021.	Разлика 2021.-2020.
Домаћинства	278.947	291.536	12.589
Топлане	149	153	4
Индустрија и остали	14.491	15.190	699
Укупно	293.587	306.879	13.292

У 2021. години је потрошено 2.853 милиона m^3 природног гаса, за 15% више него у 2020. години. Потрошња је у домаћинствима порасла за 21%, у топланама је порасла за 11,5%, а у индустрији је порасла за 14,9%.

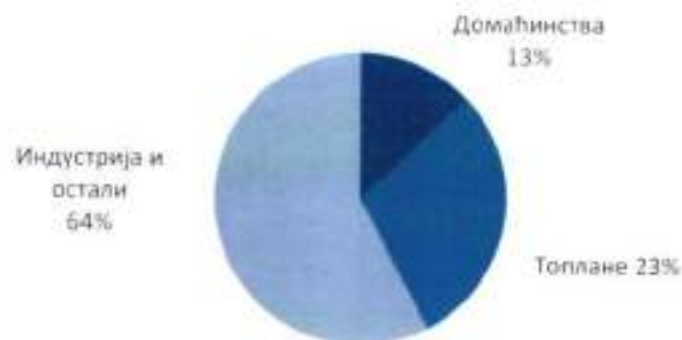
Структура потрошње по категоријама приказана је у табели 4-8.

Табела 4-8: Структура потрошње у 2020. и 2021. години

Категорије потрошње	2020. милиона m^3	2021. милиона m^3	2021./2020. Индекс
Домаћинства	303	367	121,1
Топлане	581	648	111,5
Индустрија и остали	1.599	1.838	114,9
Укупно	2.483	2.853	114,9

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 13% у укупној потрошњи природног гаса у 2021. години, потрошња топлана са 23%, а преосталих 64% 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 2021. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2021. години

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2021. години била $1\,258\text{ m}^3$ (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2020. године), што је за 15,8% више него у 2020. години. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2021. године имала потрошњу природног гаса (било их је 269\,952), просечна годишња потрошња по домаћинству је била $1\,359\text{ m}^3$.

4.3 Регулација оператора транспортног система

Транспортгас Србија д.о.о. је привредно друштво, које је крајем 2019. године отпочело и у већем делу 2020. године наставило да преузима обављање активности у вези транспорта природног гаса, да би од октобра 2020. године, у потпуности преузело обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом за природни гас.

У јуну 2021. године удели ЈП Србијасгас-а у зависном друштву Транспортгас Србија д.о.о. пренети су на Републику Србију која је постала једини члан Транспортгас Србије д.о.о. са 100% удела. Сагласно извршеној промени власништва у октобру 2021. године Влада је изменила и допунила Оснивачки акт Транспргас Србије д.о.о. тако да је у 2021. години оператор транспортног система Транспортгас Србија наставио да обавља делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом, при чему је престао да буде део вертикално интегрисаног предузећа ЈП Србијасгас. На овај начин створене су законске претпоставке за недискриминаторно пословање оператора система Транспортгас Србија д.о.о. од свих других учесника на тржишту који обављају делатности снабдевања и јавног снабдевања природним гасом.

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је оператор транспортног система који је у 2013. години извршио правно раздвајање од свог оснивача вертикално интегрисаног друштва „Yugorosgaz“ а.д. и прибавио лиценцу за обављање делатности транспорта и управљања транспортним системом, у складу са законом који је тада уређивао област енергетике. По доношењу Закона о енергетици из 2014. године, Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је био дужан да обезбеди функционално раздвајање од вертикално интегрисаног предузећа Yugorosgaz а.д. чији је део.

Гастрас д.о.о. је оператор транспортног система који је у почео са комерцијалним радом 1. јануара 2021. године, а сви капацитети гасовода су у функцији од 1. октобра 2021. године када је почео прекогранични транспорт природног гаса за Мађарску.

Оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. током 2021. године није Агенцији доставио Правила о раду транспортног система ради давања сагласности. Транспортгас Србија д.о.о. је однос са корисницима система уредио комерцијалним уговорима и делом правилима о раду ЈП Србијасгас, која су усвојена и објављена у Службеном гласнику РС у августу 2013. године.

Yugorosgaz 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.

Оператор транспортног система Гастрас д.о.о. доставио је Агенцији Правила о раду транспортног система која уређују услове за приступ слободним транспортним капацитетима и услове коришћења услуге транспорта гаса. Савет Агенције дао је сагласност на ова правила на седници одржаној 15. маја 2020. године.

4.3.1 Раздвајање оператора транспортног система

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

Надзорни одбор ЈП Србијасгаз је 22. јуна 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгаз Србија д.о.о., као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагаз 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. године 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 Транспортгаз Србија д.о.о. и Дистрибуцијагаз Србија д.о.о. да обављају делатности од општег интереса: транспорт и управљање транспортним системом и дистрибуција и управљање дистрибутивним системом, под лиценцом ЈП Србијасгаз 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 Србијасгаз да и надаље самостално или преко друштва капитала Транспортгаз 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 Транспортгаз Србија д.о.о. да предузме све неопходне активности у циљу прибављања ове лиценце у што краћем року.

Закон о енергетици 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.

Транспортгаз Србија д.о.о. поднео је 22. новембра 2018. године захтев за сертификацију по моделу независног оператора транспорта (ИТО модел), али је овај захтев Агенција одбацила у фебруару 2019. године, због тога што ово привредно друштво није у законском року доставило прописану документацију и тиме доказало испуњеност прописаних услова за сертификацију по ИТО моделу. Транспортгаз Србија д.о.о. је поновило захтев за сертификацију по ИТО моделу 31. маја 2019. године, али је и овај захтев, из истих разлога, Агенција одбацила 20. септембра 2019. године.

Након што је током 2021. године Транспортгаз Србија д.о.о. престао да буде део вертикално интегрисаног друштва ЈП Србијасгаз, Транспортгаз Србија д.о.о. је поднео Агенцији дана 5. новембра 2021. године нови захтев за сертификацију по моделу независног оператора система (ИСО). Оператор транспортног система Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. је правно раздвојен од вертикално интегрисаног предузећа Yugorosgaz а.д. у чијем је власништву, а септембра 2013. године је добио лиценцу за обављање делатности транспорта природног гаса и управљања транспортним системом. Доношењем Закона крајем 2014. године стекли су се услови за спровођење поступка сертификације на захтев овог оператора у складу са Законом.

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

Својом одлуком из децембра 2016. године Агенција је условно сертификовала Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. као независног оператора система, уз обавезу, под претњом одузимања сертификата, да у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају прописани услови у погледу независности оператора система по траженом моделу, што подразумева претходно 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.

Коначна одлука о сертификацији донета је по спроведеном поступку који је прописан Законом и уз учешће надлежног тела које је, сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора, овлашћено да даје мишљење на одлуку Агенције о сертификацији. Овом коначном Одлуком Савета Агенције из јуна 2017. године Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. сертификован је као независни оператор система, уз обавезу да, под претњом одузимања сертификата, у року од годину дана усклади организацију и пословање на начин којим се испуњавају услови у погледу независности и под условом да достави Агенцији програм усклађености као 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.

У складу са Одлуком коју је донео Савет Агенције 13.07.2018. године Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. остављен је додатни рок од годину дана за испуњавање услова сертификације по моделу независног оператора система, уз обавезу да двомесечно извештава Агенцију о предузетим активностима у том смислу. С обзиром да по истеку наведеног рока Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. није доставио Агенцији све доказе о испуњености услова утврђених Коначном одлуком о сертификацији, Савет Агенције је 15. јула 2019. године донео одлуку којом се Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. одузима сертификат који му је издат Коначном одлуком о сертификацији из јуна 2017. године. Током 2021. године, Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. се није обраћао Агенцији са захтевом за сертификацију, с обзиром на то да је Влада Републике Србије маја 2021. године усвојила Акциони план којим је планирала спровођење потребних активности ради усклађивања потврђених међународних уговора закључених са Руском Федерацијом са Законом о енергетици, чиме би требало да буду отклоњене све препреке сертификацији Yugorosgaz-Транспорт д.о.о.

Поступајући у складу са Законом из 2014. године и Решењем Агенције за енергетику Републике Србије о изузећу новог интерконектора за природни гас („Службени гласник РС”, број 15/19), Друштво са ограниченом одговорношћу ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, поднело је 25. јуна 2019. године захтев за сертификацију.

Својом одлуком од 15. августа 2019. године (Прелиминарна одлука), Савет Агенције је условно сертификовао ГАСТРАНС д.о.о. као независног оператора транспорта у мери у којој је то у сагласности са одобреним изузећем (ad hoc ИТО модел), уз обавезу да, под претњом одузимања сертификата, најкасније у року од шест месеци од почетка оперативног рада гасовода достави Агенцији све употребне дозволе или изврши упис права својине над објектима транспортног система, као и да достави доказе којима потврђује да самостално послује и управља изграђеним транспортним системом.

На Прелиминарну одлуку о сертификацији ГАСТРАНС д.о.о. надлежно тело, сагласно обавезама које произилазе из потврђених међународних уговора (Секретаријат Енергетске заједнице), је 22. децембра 2019. године доставило своје Мишљење, након чега је Савет Агенције у законском року, 21. фебруара 2020. године, донео коначну одлуку којом се ГАСТРАНС д.о.о. издаје сертификат као независном оператору транспорта природног гаса. Овом одлуком, у суштини је потврђена Прелиминарна одлука из августа 2019. године јер је у овој одлуци Агенција утврдила исте обавезе ГАСТРАНС д.о.о. које су биле наложене у Прелиминарној одлуци.

Током 2021. године Гастранс д.о.о. је отпочео са обављањем транспорта на целом гасном интерконектору (Зачечар-Хоргош), од када тече рок од 6 месеци одређен коначном одлуком о условној сертификацији од 22. фебруара 2020. године. По истеку овог рока, Гастранс д.о.о. је дужан да у складу са коначним одлуком достави Агенцији доказе којима потврђује да испуњава услове за сертификацију.

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) коју доноси Агенција. Методологијом су утврђене следеће 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 тржишне цене добара, радова и услуга.

Подносилац захтева за прикључење сноси трошкове прикључења на транспортни систем. Трошкове услуге прикључења одређује ОТС према стварним трошковима индивидуалног прикључка и прописаном делу трошка који је на систему узроковао прикључење објекта подносиоца захтева.

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 2021. године Савет Агенције је дао сагласност на одлуку о цени приступа систему за транспорт природног гаса Транспортгас Србија, која се примењује од 01.07.2021. године.

Табела 4-9: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹⁸
дин/м³

Назив оператора транспортног система	31.12.2020.	31.12.2021.
Србијегас/Транспортгас Србија	2,70	1,52
Yugorogaz-Транспорт	0,76	0,76

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

4.3.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон о енергетици предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор транспортног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, с обзиром да су индивидуалне и да се повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге.

¹⁸ Просечна одобрена цена представља просечан максимално одобрени приход и одобрени износине притока гаса.

4.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

Србија има четири интерконекције са гасоводним системима суседних земаља, две улазне и две излазне тачке.

Транспортгас Србија д.о.о. има интерконекције:

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

Гастрас д.о.о. има интерконекције:

- Бугарска - Србија (Зајечар) - улазна тачка и
- Србија - Мађарска (Кишкундорожма 1200) - излазна тачка

На транспортном систему којим управља Yugogosgaz транспорт д.о.о. нема гасовода повезаних са транспортним системима суседних земаља.

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијасгас која су донета 2013. године и која Транспортгас Србија д.о.о. у одређеним деловима примењује, прва годишња расподела капацитета је требало да буде организована почетком 2014. године за гасну годину која почиње у јулу 2014. године. Прва годишња расподела капацитета је на захтев ЈП Србијасгас одложена за 2015. годину, а затим за 2016. годину, али расподела прекограничних капацитета од стране оператора система Транспортгас Србија д.о.о. није до сада организована, сем за потребе транзита.

У складу са Правилима о раду, Гастрас д.о.о. није испунио обавезе да у 2021. години на расподелу нуди краткотрочне капацитете (кварталне, месечне, дневне и унутар-дневне) који чине 10% капацитета гасовода, као и да објављује податке од значаја за потенцијалне кориснике транспортног система, као што су максимални капацитет на тачкама интерконекције, укупни уговорени и слободни капацитети, номинације и реноминације, стварни физички проток природног гаса и друге информације предвиђене правилима о раду.

4.3.3.1 Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима

Као што је наведено, Транспортгас Србија д.о.о. примењује одређене делове правила о раду ЈП Србијасгас. Та правила о раду дефинишу правила за расподелу свих транспортних, па и прекограничних, капацитета, као и правила за управљање загушењима. Последњом изменом Правила о раду транспортног система ЈП Србијасгас било је предвиђено да прва расподела капацитета буде организована почетком 2016. године за гасну годину која почиње 1. јула 2016. године, али расподела гада није организована, нити је организована у 2017, 2018, 2019. и 2020. години. Право на коришћење капацитета на интерконективним гасоводима од 1. октобра 2019. године додељује Транспортгас Србија д.о.о. Међутим, оператор транспортног система није организовао расподелу прекограничних капацитета свим заинтересованим лицима ни у 2021. години ни на основу правила о раду ЈП Србијасгас, нити на неки други начин, изузев за потребе транзита.

У 2021. години, на улазној тачки Мађарска - Србија (Кишкундорожма), капацитете су користили: ЈП Србијасгас, Газпром експорт, Привредно друштво за производњу и транспорт гаса БХ-Гас д.о.о. Сарајево и МЕТ, а излазни капацитет на интерконектору ка Босни и Херцеговини такође су користили ЈП Србијасгас, Газпром експорт, БХ-Гас и МЕТ.

Интерконекторе Мађарска - Србија и Србија - Босна и Херцеговина је за потребе снабдевања природним гасом Босне и Херцеговине, користио БХ-Гас у периоду јануар-март 2021. године, а МЕТ само у марту 2021. године. Од априла 2021. године, из правца Бугарске, коришћењем интерконектора Бугарска - Србија, Газпром експорт снабдева комплетну Босну и Херцеговину, с тим да мале количине природног гаса за место Зворник обезбеђује ЈП Србијасгас.

ЈП Србијасгас једини је снабдевач који је увозио природни гас за потребе Србије у 2021. години.

Непрекидни капацитет на улазној тачки Мађарска - Србија је коришћен у периоду јануар-март 2021. године само за потребе транзита природног гаса за Босну и Херцеговину. Тек је у новембру и децембру почело поновно коришћење ове улазне тачке за додатни увоз природног гаса за повећану потрошњу природног гаса у Србији. Максималне дневне количине у 2021. години су биле 7,23 милиона m^3 /дан. Искоришћеност овог интерконектора, капацитета 13 милиона m^3 /дан, је била 4,91% у 2021. години, што је значајно смањење у односу на 49,70 % у 2020. години. Ниска искоришћеност овог интерконектора ће остати све док овај правац снабдевања природним гасом из Мађарске за Србију и Босну и Херцеговину буде резервни, а главни правац снабдевања буде из Бугарске.

Непрекидни капацитет на излазној тачки Србија - Босна и Херцеговина износи 2 милиона m^3 /дан, а максималне дневне количине у 2021. години су биле 1,55 милиона m^3 /дан. Искоришћеност овог интерконектора је била 35,83%, што је више од 30,33 % у 2020. години. Не може се очекивати значајно повећање искоришћености овог интерконектора с обзиром да Босна и Херцеговина има значајно већу потрошњу природног гаса у зимском него у летњем периоду, а да нема подземног складишта у БиХ.

Гастрас д.о.о. није нудио краткорочне капацитете за 2021. годину, па су корисници гасовода у 2021. години били само они који имају дугорочне уговоре са Гастрас д.о.о. Гастрас д.о.о. је у децембру 2021. године преко оперативне платформе RBP организовао аукцију месечних непрекидних капацитета за јануар 2022. године.

Гасовод Гастрас д.о.о. је почео са радом 1. јануара 2021. године, када је почела испорука природног гаса преко улазне тачке Бугарска - Србија и испорука природног гаса у транспортни систем Транспортгас Србија. Испорука природног гаса Босни и Херцеговини преко улазне тачке Бугарска - Србија је почела 01. априла 2021. године, а испорука Мађарској преко улазне тачке Бугарска - Србија и излазне тачке Србија - Мађарска 01. октобра 2021. године.

За податке о искоришћености гасовода Гастрас д.о.о. посматран је четврти квартал, период од 01. октобра 2021. године када су сви капацитети гасовода и све излазне тачке почеле са комерцијалним радом. Непрекидни капацитет на улазној тачки Бугарска - Србија износи 34,66 милиона m^3 /дан. Максималне дневне количине у 2021. години су биле 15,30 милиона m^3 /дан. Искоришћеност овог интерконектора у четвртном кварталу 2021. године је била 34,60%.

Непрекидни капацитет на излазној тачки Србија у транспортни систем Транспортгас Србија д.о.о. износи 11,44 милиона m^3 /дан. Максималне дневне количине у 2021. години су биле 9,78 милиона m^3 /дан. Искоришћеност овог интерконектора у четвртном кварталу 2021. године је била 61,16%.

Непрекидни капацитет на излазној тачки Србија - Мађарска износи 23,22 милиона m^3 /дан. Максималне дневне количине у 2021. години су биле 6,70 милиона m^3 /дан. Искоришћеност овог интерконектора у четвртном кварталу 2021. године је била 21,50 %.

У 2021. години није било ни једног физичког загушења капацитета. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконекторима.

4.3.4 Транспортоване количине природног гаса

У транспортни систем Гастрас д.о.о. је током 2021. године преузето 2.866 милиона m^3 природног гаса. Ове количине су транспортоване за потребе транзита за Мађарску у износу од 459 милиона m^3 , испоруке у транспортни систем Транспортгас Србија д.о.о. у износу 2.377 милиона m^3 , док је за сопствене потребе Гастрас д.о.о. потрошено 30 милиона m^3 .

У транспортни систем Транспортгас Србија д.о.о. је током 2021. године преузето 3.335 милиона m^3 природног гаса. Ове количине су транспортоване за потребе купаца у Србији, транзита за Босну и Херцеговину, складиштења, надокнаду губитака природног гаса у транспортним и дистрибутивним системима и потрошњу компресора.

У транспортни систем Југоросгас транспорт д.о.о. је током 2021. године преузето 75 милиона m^3 природног гаса. Ове количине су транспортоване за потребе купаца у Србији.

Табела 4-10: Транспортгас Србија у периоду 2017.-2021. година

Транспортовано	2017. милиона m^3	2018. милиона m^3	2019. милиона m^3	2020. милиона m^3	2021. милиона m^3	2021./2020. индекс
Гастрас за Србију	0	0	0	0	2.203	-
Гастрас за БиХ	0	0	0	0	174	-
Из Мађарске за Србију	2.182	2.146	2.257	2.144	148	7
Из Мађарске за БиХ	265	304	243	221	84	38
Производња на транспортном систему	366	327	284	258	217	85
Укупно	2.813	2.777	2.784	2.622	2.826	108
Из складишта	227	298	112	299	509	170
Укупно	3.040	3.075	2.896	2.920	3.335	114

4.3.5 Балансирање

Према Закону, за балансирање система природног гаса у Републици Србији је задужен оператор транспортног система одговоран за уређивање и администрирање тржишта природног гаса. То је оператор који има највећи број излаза са транспортног система, односно Транспортгас Србија д.о.о. Тај 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.

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 гаса у систему. Примена балансне одговорности за кориснике транспортног система са финансијским последицама за кориснике система је почела од 01. октобра 2020. године. Оператор транспортног система је претходно у току 2017, 2018. и 2019. и првих девет месеци 2020. године израчунавао дебаланс по корисницима система, финансијски га обрачунавао и о тим резултатима обавештавао кориснике система, али корисници система нису сносили финансијске последице свог дебаланса.

На основу података Транспортгас Србија д.о.о. у периоду од 01. јануара до 31. децембра 2021. године, оператор је предузео следеће активности за потребе балансирања на основу годишњег уговора за балансирање купио је 28,4 милиона m³, а корисницима система којима су количине природног гаса на улазима биле мање него на излазима на дневном нивоу је продао 31,6 милиона m³ (24,2 милиона m³ дебаланс првог нивоа, 6,3 милиона m³ дебаланс другог нивоа и 1,1 милиона m³ дебаланс трећег нивоа). Такође, за исти временски период на основу годишњег уговора за балансирање продао је 28 милиона m³, а од корисника система којима су количине природног гаса на улазима биле веће него на излазима на дневном нивоу купио је 31,1 милиона m³ (22,6 милиона m³ дебаланс првог нивоа, 6,1 милион m³ дебаланс другог нивоа и 0,4 милиона m³ дебаланс трећег нивоа).

Укупне количине дебаланса корисника система су око 2% транспортованих количина. Од укупног дебаланса, 75% количина су дебаланс првог нивоа, за који се природни гас између оператора транспортног система и корисника система који су направили дебаланс обрачунава по неутралној цени природног гаса. Преосталих 25% дебаланса, око 0,5% укупно транспортованих количина, су дебаланс другог и дебаланс трећег нивоа за које су корисници система имали додатне трошкове.

4.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Почетком 2021. године у Србији је 31 оператор дистрибутивног система обављао 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. Изузетак је случај преузимања дистрибутивне мреже бившег ОДС ЈКП Градска топлана - Зрењанин од стране ОДС Србијасгас у току 2020. године.

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. Током 2021. године ове методологије нису мењане.

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 делатности које нису енергетске. 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 и управљања дистрибутивним системом.

Согласно 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 одговорни за делатност производње, преноса или снабдевања природним гасом, како би се осигурало да лица одговорна за управљање оператором дистрибутивног система поступају стручно и независно 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 управљање дистрибутивним системом је на крају 2021. године обављао 31 оператор дистрибутивног система. Поред оператора дистрибутивних система ЈП Србијасгас и Yugorosgaz а.д, ову делатност је обављало још 29 привредних друштва, од којих је највећи број у власништву општина и градова; део је у мешовитом и у приватном власништву. Изузев ЈП Србијасгас, сви оператори дистрибутивног система имају мање од 100.000 прикључених крајњих купаца те 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 Србијасгас је крајем 2021. године имао 126.149 места испоруке, од којих су 124.987 на јавном снабдевању, а преосталих 1.162 на слободном снабдевању. ЈП Србијасгас је у 2015. години 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 Србијасгас.

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 одређивања трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса коју доноси Агенција („Службени гласник РС”, бр. 42/16). 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 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 сноси трошкове прикључења на дистрибутивни систем. 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.

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.

У складу са Законом о изменама и допунама Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 40/21) Агенција даје сагласност на акт оператора дистрибутивног система природног гаса којим се утврђује висина трошкова прикључења типским прикључцима у складу са Методологијом.

4.4.2.2 Цене приступа систему

Цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса нису се мењале у 2021. години. Просечна пондерисана одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2021. године износила је 4,31 динар/м³. Разлика у ценама приступа систему за дистрибуцију природног гаса између појединих ОДС произилази из величине и карактеристика дистрибутивног система, структуре и броја кулаца, старости мреже и других фактора.

Табела 4-11: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса¹⁶
дин/м³

Рд. број	Назив оператора дистрибутивног система	31.12.2020.	31.12.2021.
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	10,15	10,15
2	Беогаз, Београд	7,11	7,11
3	Београдске електране, Нови Београд	5,63	5,63
4	Сува Енерџи, Београд	7,10	7,10
5	Чока, Чока	6,86	6,86
6	Други октобар, Бршац	6,91	6,91
7	Елгас, Сента	7,30	7,30
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	5,69	5,69
9	Гас - Рума, Рума	6,30	6,30
10	Гас, Бечеј	11,24	11,24
11	Гас, Темерин	8,71	8,71
12	Градитељ, Србобран	6,26	6,26
13	Ингас, Инђија	5,96	5,96
14	Интерклима, Врњанка бана	7,03	7,03
15	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
16	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
17	Лозница - Гас, Лозница	9,00	9,00
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,14	6,14
19	Полет, Пландиште	7,53	7,53
20	Ресави Гас, Семлацац	6,49	6,49
21	Сигас, Пожега	12,56	12,56
22	Сомбор - Гас, Сомбор	5,87	5,87
23	Србијагаз, Нови Сад	3,80	3,80
24	Срем - Гас, Сремска Митровица	4,98	4,98
25	Стандард, Ада	8,87	8,87
26	Суботицагаз, Суботица	6,02	6,02
27	Топлана - Шабац, Шабац	6,43	6,43
28	Ужице-гас, Ужице	5,87	5,87
29	Врбас - Гас, Врбас	5,28	5,28
30	Yugogaz, Београд	2,28	2,28
	ПРОСЕЧНО	4,31	4,31

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

4.4.2.3 Цене нестандартних услуга

Закон о енергетици предвиђа да поред пружања услуга купцима и корисницима система које се наплаћују кроз цену приступа систему или кроз трошкове прикључења, оператор дистрибутивног система на захтев купца, односно корисника система врши и услуге које нису обухваћене претходно наведеним ценама. Такође, врши и услуге по указаној потреби у циљу отклањања последица поступања купца или корисника система супротно прописима. Ове услуге, с обзиром да се односе и повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. Током 2021. године, ЈП Ингас, Инђија и Сомбор-гас доо, Сомбор су донели одлуке о ценама нестандартних услуга, којима су дефинисане врсте нестандартних услуга и утврђене њихове цене, а на које је Савет Агенције дао сагласност.

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 и из другог дистрибутивног система. Само мали део

¹⁶ Виса Солемшварц, Стари Трстеник, током 2021. године примењује цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса у износу цена Сомборгаз, Нови Сад.

количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2021. 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 2018-2021. година

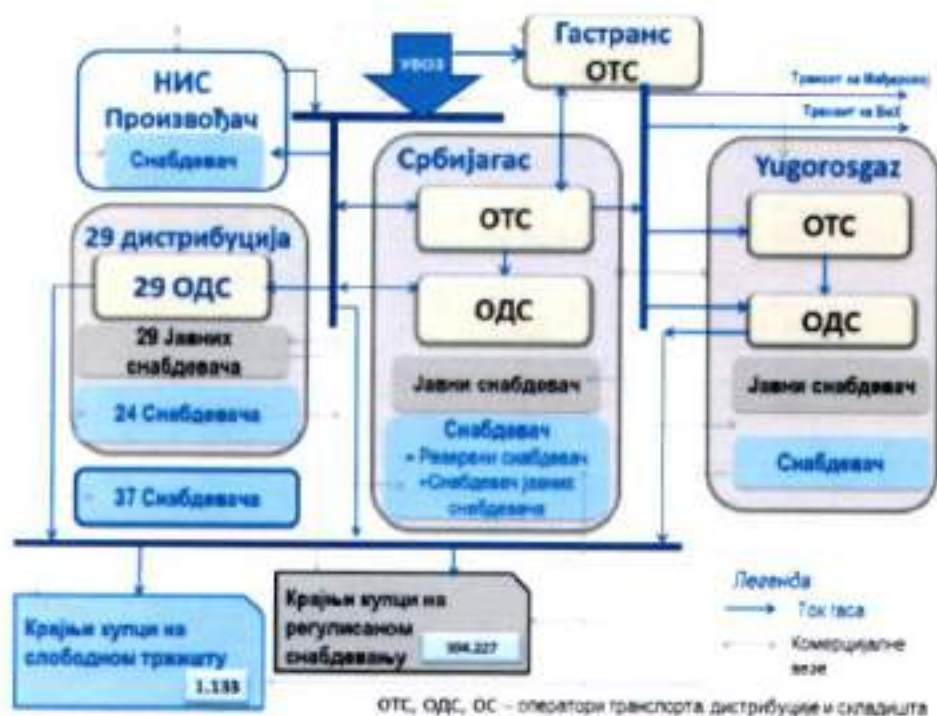
Табела 4-12: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2018-2021. година

	2018. милиона m ³	2019. милиона m ³	2020. милиона m ³	2021. милиона m ³	2021./2020. индекс
Укупно дистрибуирано	1506	1458	1601	1815	113,4
Преузето из транспортног система	1396	1347	1501	1675	111,6
Преузето из дистрибутивних система	102	102	91	131	143,06
Преузето од производње	8	9	9	9	100
Губици	14	13	15	22	146,7
	0,93%	0,89%	0,94%	1,21%	127,7

4.5 Тржиште природног гаса

У сектору природног гаса се развија само билатерално тржиште. Учесници на тржишту су:

- произвођач (1);
- снабдевачи (64);
- јавни снабдевачи (31);
- крајњи купци (304.227 на регулисаном снабдевању и 1.133 на слободном тржишту);
- ОТС (3);
- ОДС (32), од којих један не обавља делатност и
- оператор складишта (1).



Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса на крају 2021. године

У складу са Законом, ЈП Србијагас је, као снабдевач на слободном тржишту, одређен и за снабдевача јавних снабдевача и за резервног снабдевача. На veleprodajном тржишту учесници су трговали природним гасом по ценама које нису регулисане, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по нерегулисаним и регулисаним ценама, с обзиром да су у 2021. години сви купци, осим домаћинстава и малих

купаца, природни гас морали да купују на слободном тржишту. Домаћинства и мали купци имали су могућност избора снабдевача на слободном тржишту, с тим да увек могу да се врате код јавног снабдевача.

Влада Републике Србије је својим решењима од 11. децембра 2020, 2. јула 2021. и 3. септембра 2021. године одредила ЈП Србијасгас за снабдевача који је током 2021. године снабдевао јавне снабдеваче природним гасом и који је био обавезан да све јавне снабдеваче који то од њега затраже, укључујући и јавног снабдевача ЈП Србијасгас, снабдева природним гасом под истим условима и по истој цени. Начин промене ове цене је одредила Влада Републике Србије. Исту улогу ће ЈП Србијасгас имати и до октобра 2022. године на основу решења које је Влада Републике Србије донела 2. септембра 2021. године.

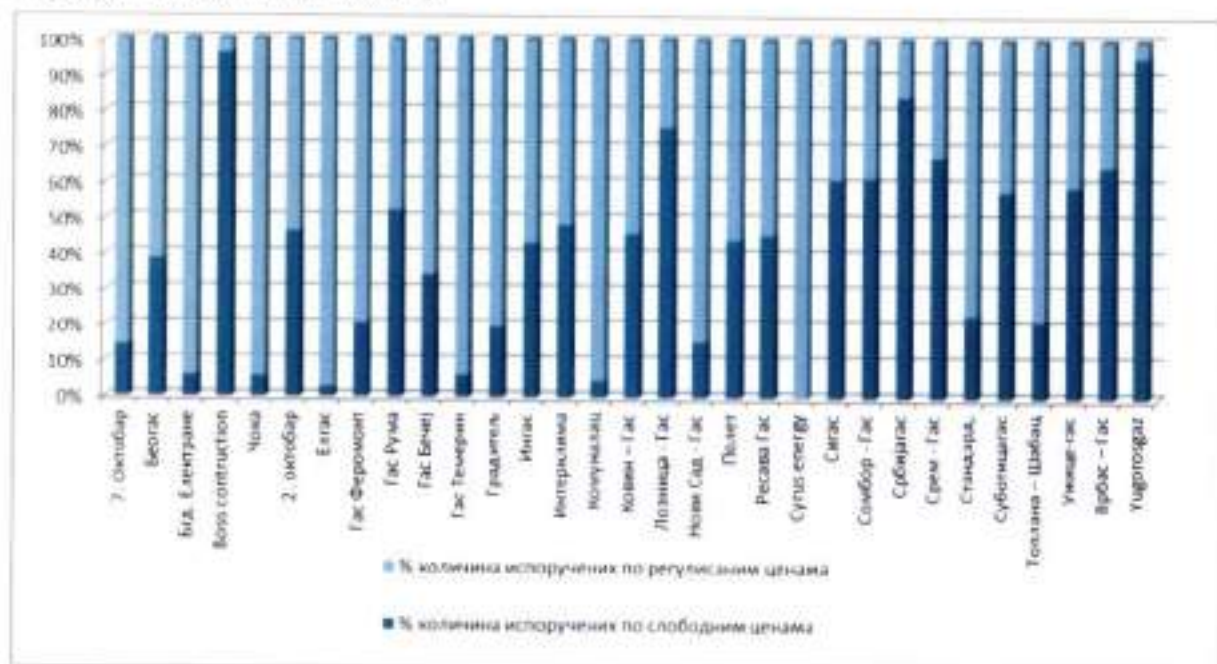
Гледано по дистрибутивним системима у Србији, у Табели 4-13 дат је однос регулисаног и слободног тржишта у зависности од броја места испоруке која се снабдевају на слободном или регулисаном тржишту.

Табела 4-13 Однос регулисаног и слободног тржишта по дистрибутивним системима у зависности од броја места испоруке

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Места испоруке на слободном тржишту (%)	Места испоруке на регулисаном тржишту (%)
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	0,6%	99,4%
2	Беогаз, Београд (са припојеним Родгасом)	0,6%	99,4%
3	Београдске електране, Нови Београд	0,1%	99,9%
4	Voss construction, Трстеник	74,4%	25,6%
5	Чога, Чога	0,7%	99,3%
6	Други октобар, Вршац	0,5%	99,5%
7	Елгас, Сента	0,2%	99,8%
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	0,4%	99,6%
9	Гас - Рума, Рума	0,5%	99,5%
10	Гас, Бечеј	1,2%	98,8%
11	Гас, Темерин	0,2%	99,8%
12	Градитељ, Србобран	0,7%	99,3%
13	Ингас, Инђија	0,2%	99,8%
14	Интерклима, Врњачка банја	2,4%	97,6%
15	Комуналац, Нови Бечеј	0,2%	99,8%
16	Ковин - Гас, Ковин	0,6%	99,4%
17	Лозница - Гас, Лозница	5,6%	94,4%
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	0,5%	99,5%
19	Полет, Пландиште	0,8%	99,2%
20	Ресава Гас, Свилацац	0,5%	99,5%
21	Сулус енерџи, Београд	0,0%	100,0%
22	Сигас, Пожега	0,9%	99,1%
23	Сомбор - Гас, Сомбор	0,8%	99,2%
24	Србијасгас, Нови Сад	0,9%	99,1%
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	0,5%	99,5%
26	Стандард, Ада	1,0%	99,0%
27	Суботичагас, Суботица	0,9%	99,1%
28	Топлана - Шабац, Шабац	0,1%	99,9%
29	Ужице-гас, Ужице	0,5%	99,5%
30	Врбас - Гас, Врбас	1,1%	98,9%
31	Yucorgaz, Београд	6,2%	93,8%

Према подацима о проценту места испоруке на слободном и регулисаном тржишту на дистрибутивним системима, види се да је и даље веома мали број места испоруке на којима се испоручује природни гас по слободним, тржишним ценама. Како домаћинства учествују са 95% у укупном броју места испоруке и имају право на снабдевање по регулисаним ценама, овако велики процентуални удели места испоруке на дистрибутивним системима на јавном снабдевању су очекивани. У односу на претходну годину ови проценти се нису значајно променили што говори у прилог томе да не постоји подстицај домаћинствима да напусте јавно снабдевање.

Гледано по испорученим количинама, на слици 4-5 дат је однос регулисаног и слободног тржишта по дистрибутивним системима у зависности од испоручених количина за места испоруке која се снабдевају на слободном или регулисаном тржишту.



Слика 4-5: Однос регулисаног и слободног тржишта по дистрибутивним системима у зависности од количина

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 2021. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса. На овом тржишту је у 2021. години учествовало три снабдевача (ЈП Србијагас, Кинг гас д.о.о и Cestor Veks d.o.o) и произвођач НИС, као и снабдевач јавних снабдевача и јавни снабдевачи.

4.5.1.1 Снабдевање снабдевача

Велепродајно тржиште природног гаса је, осим куповине гаса за потребе јавних снабдевача, било базирано на билатералним уговорима између самих снабдевача и између произвођача и снабдевача. Током 2021. године, на велепродајном тржишту су три компаније и произвођач 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 2021. години износила је 28,31 дин/м³ и нижа је за 2,1% 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 2021. години износила је 27,26 дин/м³ и нижа је за 2,6% 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 користе и оператори транспортног система у Румунији, Бугарској и Грчкој за све своје интерконекторе, а Аустрија и Хрватска за интерконекторе према Мађарској. Оператор транспортног система у Србији за сада не користи платформу за расподелу и закуп капацитета на интерконекторима коју је развио мађарски оператор транспортног система, али се то очекује у наредном периоду када се расподела капацитета предузећа Гастранс д.о.о. буде одвијала преко те платформе.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2021. години на тржишту укупно набавили и потрошили 2,640 милиона м³ природног гаса. Поред тога, НИС је потрошио и 212 милиона м³ из своје производње, тако да ове количине нису биле на тржишту. На слободном тржишту је куповало 1,133 купаца, од којих је 2 било и на резервном снабдевању. Купцима на слободном тржишту је укупно испоручено 2,184 милиона м³ (од чега на резервном снабдевању 0,2 милиона м³), односно 82,72% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 24 снабдевача (највише ЈП Србијагас, 89,74%). У 2021. 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. Њима је испоручено 456 милиона м³.

Количине природног гаса испоручене за потребе снабдевања на слободном тржишту и на регулисаном тржишту, приказане су у табели 4-14.

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

	2020. милион m ³	2021. милион m ³	2021./2020. индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.853	2.184	118
Потрошено на регулисаном тржишту	382	456	119
Укупно на тржишту	2.235	2.640	118

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна пондерисана малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2021. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 32,02 дин/m³ и нижа је за 1,4% у односу на цену која је остварена у претходној години. Остварена просечна пондерисана малопродајна цена на регулисаном тржишту износила је 34,57 дин/m³ и нижа је за 0,3% у односу на остварену цену у претходној години, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 34,73 дин/m³ и нижа је за 0,4% у односу на остварену цену у претходној години.

За резервно снабдевање крајњих купаца који немају право на јавно снабдевање, Влада Републике Србије је, у складу са Законом, за резервног снабдевача изабрала ЈП Србијагас. Просечна остварена малопродајна цена за резервно снабдевање је била 35,52 дин/m³ и за 2,6% је нижа у односу на остварену цену у претходној години.

У 2021. години, за потребе купаца само је 6 ОДС испоручило више од 30 милиона m³, а 15 оператора мање од 10 милиона m³.

Највећи део природног гаса, 2.136 милиона m³ (80,88%) од укупно продатих количина, купцима је у 2021. години продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је Нови Сад Гас са 97 милиона m³, односно око 3,68% и Уједорогас а.д. са 78 милиона m³ гаса, односно 2,95% укупних продатих количина у 2021. години. Појединачно учешће преосталих снабдевача у укупним количинама је 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 2020. и 2021. године су приказане у табели 4-15.

Табела 4-15: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2020. и 2021. години

Red. Broj (Str.)	Naziv odobrenja	2020 (1000 m ³)				2021 (1000 m ³)				2022 (1000 m ³)			
		Dovolj.	Trgovina	Industrija i ostalo	Ukupno	Dovolj.	Trgovina	Industrija i ostalo	Ukupno	Dovolj.	Trgovina	Industrija i ostalo	Ukupno
1	Г. Омбур, Нови Београд	1.032	0	273	1.305	1.323	0	373	1.696	126	0	132	258
2	Београд, Београд	10.547	307	15.551	22.375	19.262	2.157	15.027	20.926	114	857	90	111
3	Београдске енергетске, Нови Београд	3.093	0	652	4.365	4.400	0	658	5.254	122	0	123	122
4	Београд, Топчидар	62	0	154	246	54	0	165	219	67	0	90	99
5	Нови Менаш	498	0	221	667	393	0	264	777	123	0	114	120
6	Дуго шибар, Београд	10.745	0	11.673	22.418	12.237	0	11.516	24.154	114	0	62	108
7	Београд, Београд	1.617	0	579	2.396	2.029	0	690	2.699	125	0	114	122
8	Г.г. Логован, Оград Ташава	17.677	0	12.267	28.144	21.854	0	11.633	33.712	127	0	115	120
9	Г.г. Рупак, Рупак	7.001	667	13.512	21.580	9.464	1.628	15.244	26.396	127	881	113	120
10	Г.г. Београд	1.628	0	1.225	3.296	2.305	0	2.129	4.414	120	0	159	126
11	Г.г. Београд	7.665	0	2.045	9.666	9.320	0	2.336	11.672	128	0	118	123
12	Г.г. Београд, Сибилан	1.634	680	632	2.796	2.153	0	634	2.827	132	0	132	110
13	Милан, Милан	16.694	0	14.248	34.292	13.034	0	16.248	29.282	124	0	114	118
14	Алчаровица, Врњачки Банат	1.033	0	1.263	2.296	1.261	0	1.736	2.987	121	0	126	125
15	Копарница, Нови Београд	1.208	0	969	2.573	2.128	0	1.934	3.122	129	0	120	122
16	Копарница, Г.г. Београд	4.264	1.044	3.141	8.541	5.502	1.165	3.116	9.642	126	504	100	110
17	Врњачки - Г.г. Београд	2.078	3.267	5.016	10.379	2.825	3.765	5.120	11.826	130	113	102	112
18	Ирфан-Али-мурат Сулејман, Нови Сад	0	0	3.905	3.905	0	0	4.265	4.265	0	0	120	120
19	Нови Сад - Г.г. Нови Сад	50.268	1.501	25.538	62.467	64.566	1.062	20.515	67.172	119	36	118	118
20	Палич, Палич	2.129	0	2.694	4.623	2.449	0	2.780	5.217	115	0	103	108
21	Врњачки Г.г. Београд	939	0	1.000	1.939	993	0	1.099	2.160	127	0	101	142
22	Српско-Мачва	2.463	0	303	2.766	2.642	0	446	3.214	115	0	148	119
23	Београд, Београд	268	0	202	300	411	0	396	717	130	0	101	143
24	Свабур - Г.г. Београд	2.434	0	4.117	6.552	3.226	0	4.939	8.174	133	0	120	125
25	Српско-Мачва	120.208	538.151	1.140.854	1.807.213	165.274	357.314	1.363.079	2.126.667	121	548	108	118
26	Срем - Г.г. Сремско Мачванска	7.151	881	17.317	25.349	6.796	968	21.636	21.633	123	113	129	126
27	Српско-Мачва	900	0	1.348	2.248	1.180	0	1.523	2.703	128	0	113	119
28	Српско-Мачва, Српско-Мачва	11.267	0	12.574	24.241	13.526	0	13.614	27.416	119	0	107	113
29	Врњачки - Мачва, Мачва	3.818	0	763	4.383	4.899	0	811	5.309	128	0	106	121
30	Ирфан-Али-мурат Сулејман, Нови Сад	2.620	4.505	1.919	9.044	3.542	5.347	2.142	11.031	135	104	113	117
31	Врњачки - Г.г. Београд	2.232	0	723	2.955	2.066	0	795	3.881	128	0	120	124
32	Купинац, Београд	1.264	27.648	36.238	65.252	1.620	31.671	63.911	77.842	137	114	121	119
33	Српско-Мачва, Купинац	0	2.862	9.918	12.808	0	2.635	13.120	14.752	0	104	102	118
34	Купинац, Београд	0	0	1.263	1.263	0	0	2.120	2.122	0	2	104	104
	Укупно:	240.934	581.811	1.388.226	2.234.648	244.793	648.461	1.625.165	2.646.289	121	144	106	118

4.5.2.1 Продаја природног гаса на регулисаном тржишту

Цене природног гаса за јавно снабдевање нису се мењале у 2021. години. Просечна пондерисана одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији, на дан 31.12.2021. године је износила 31,95 динар/м³, а за групу мала потрошња која укључује и домаћинства 35,29 динар/м³.

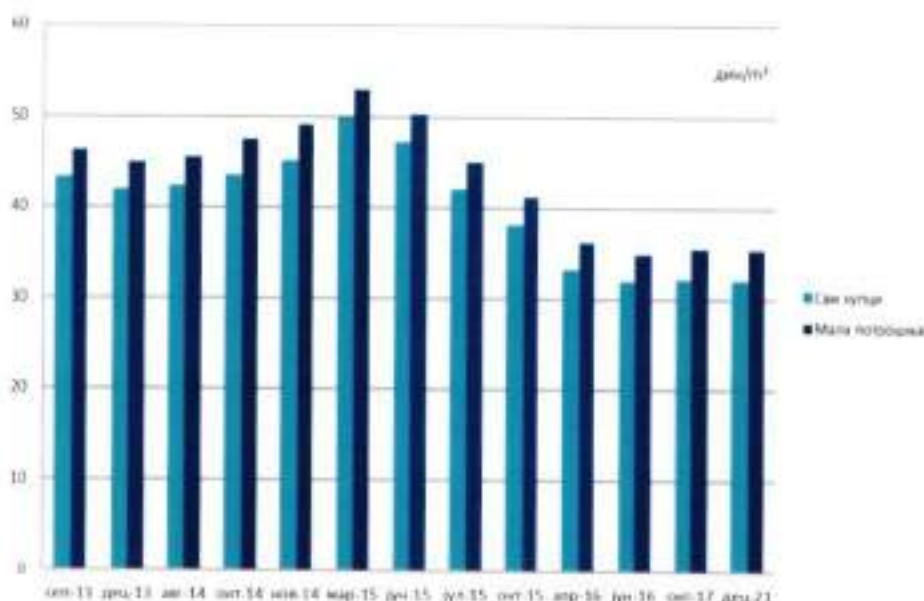
Табела 4-16: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁾

Ред. Број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2020.	31.12.2021.	31.12.2020.	31.12.2021.
1	Т. Октобар, Нови Кнеж	39,06	39,06	39,64	39,64
2	Беогаз, Београд	37,71	37,71	38,10	38,10
3	Београдске електране, БГ	33,48	33,48	34,16	34,16
4	Супра Енеџи, Београд	35,58	35,58	35,62	35,62
5	Чока, Чока	36,33	36,33	38,88	38,88
6	Други октобар, Вршац	34,93	34,93	37,15	37,15
7	Елгас, Сента	35,76	35,76	35,90	35,90
8	Гас - Феромонт, Ст.Пазова	33,56	33,56	34,42	34,42
9	Гас - Рума, Рума	37,82	37,82	38,66	38,66
10	Гас, Бечеј	41,74	41,74	42,01	42,01
11	Гас, Темерин	36,16	36,16	36,34	36,34
12	Градитељ, Србобран	35,06	35,06	36,67	36,67
14	Ингас, Инђија	33,39	33,39	35,00	35,00
15	Интерклима, Врњач бања	33,87	33,87	35,01	35,01
16	Комуналац, Нови Бечеј	35,58	35,58	36,37	36,37
17	Ковин - Гас, Ковин	32,91	32,91	36,06	36,06
18	Лозница - Гас, Лозница	39,82	39,82	39,82	39,82
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	34,04	34,04	35,03	35,03
20	Полет, Пландишле	36,06	36,06	38,35	38,35
21	Ресави Гас, Сепларнац	36,39	36,39	36,96	36,96
22	Сигас, Пожега	44,89	44,89	45,13	45,13
23	Сомбор - Гас, Сомбор	36,76	36,76	37,19	37,19
24	Србијагаз, Нови Сад	31,40	31,40	34,37	34,37
25	Срем - Гас, Ср. Митровица	32,41	32,41	34,21	34,21
26	Стандард, Ада	37,64	37,64	38,63	38,63
27	Суботицагаз, Суботица	33,30	33,30	34,68	34,68
29	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	34,93	34,93
31	Yurogas, Београд	28,63	28,63	30,89	30,89
	ПРОСЕЧНО	31,95	31,95	35,29	35,29

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

На слици 4-6 је приказана промена просечне одобрене цене природног гаса за све купце који су имали право на јавно снабдевање и посебно за малу потрошњу која укључује и домаћинства.

¹⁾ Boss Consultorst. Старе Трговне подаци 2021. примењене цене природног гаса за јавно снабдевање у целој Србији: Нови Сад.



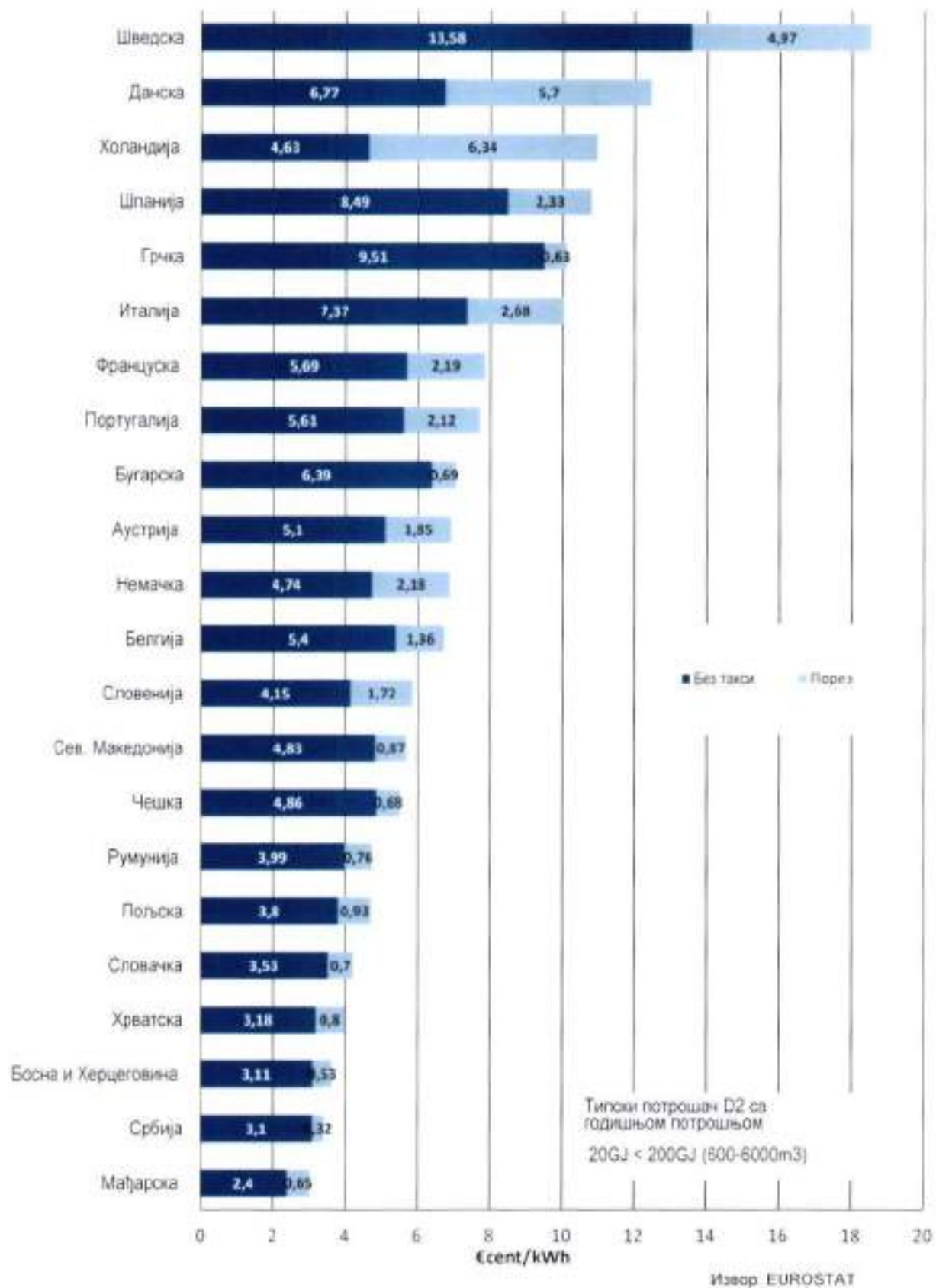
Слика 4-6: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање

У цене природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31. децембар 2021. године, трошкови набавке природног гаса учествују у укупној просечној одобреној цени јавних снабдевача са око 80%. На слици 4-7 је приказана структура просечне регулисане цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас од 31.40 дина/м³, која је примењивана 31. децембра 2021. године.



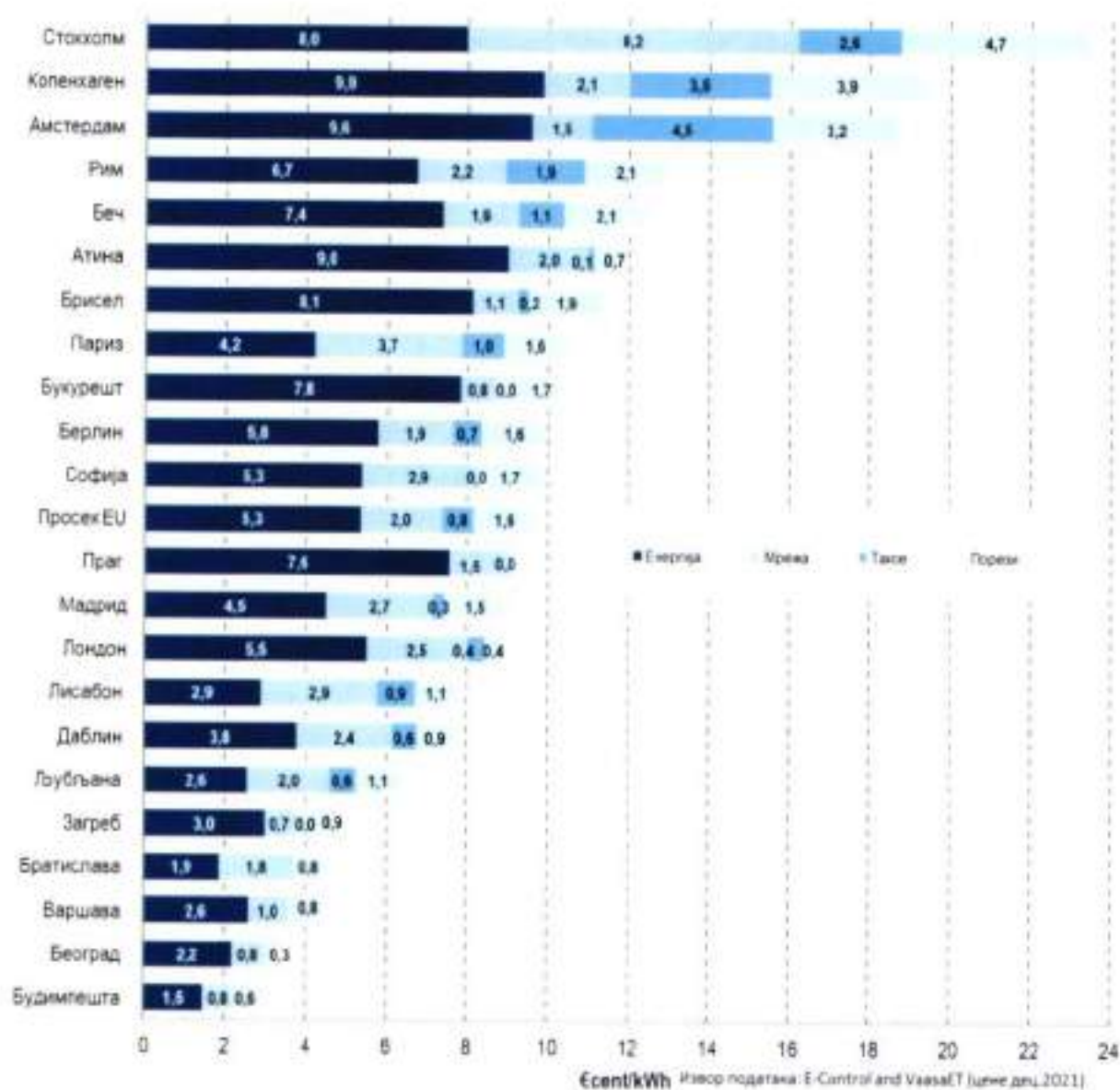
Слика 4-7: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2021.

На слици 4-8 је приказано поређење цена природног гаса у Србији и у другим земљама ЕУ и региона, за референтне кулце из категорије домаћинства.



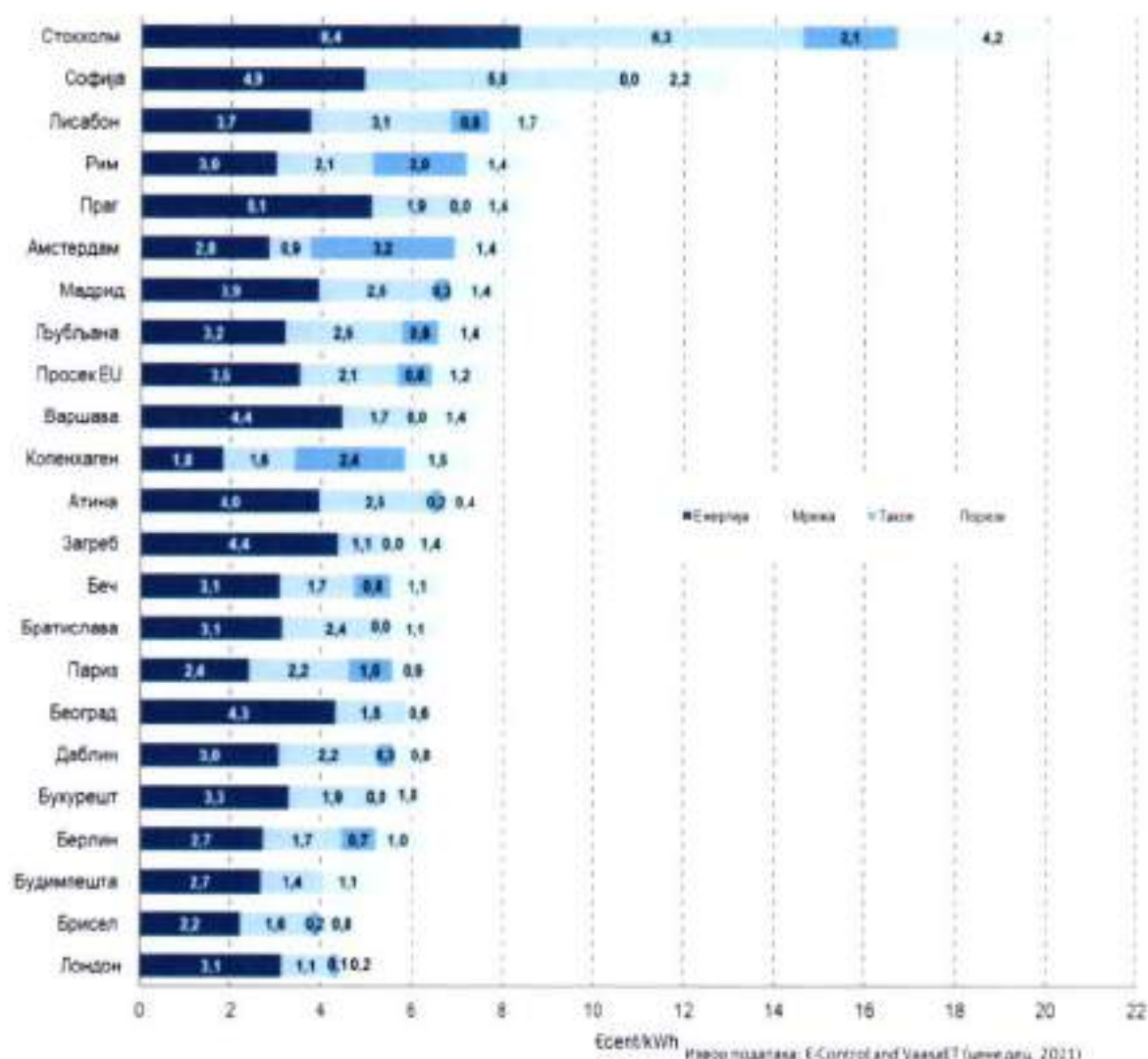
Слика 4-8: Цене природног гаса за домаћинства – друго полугодиште 2021. године

На слици 4-9 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. године. На основу приказане 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 креће се око 24%, док европски просек износи око 33%; као и да је у Србији знатно ниже учешће трошкова пореза и такси.



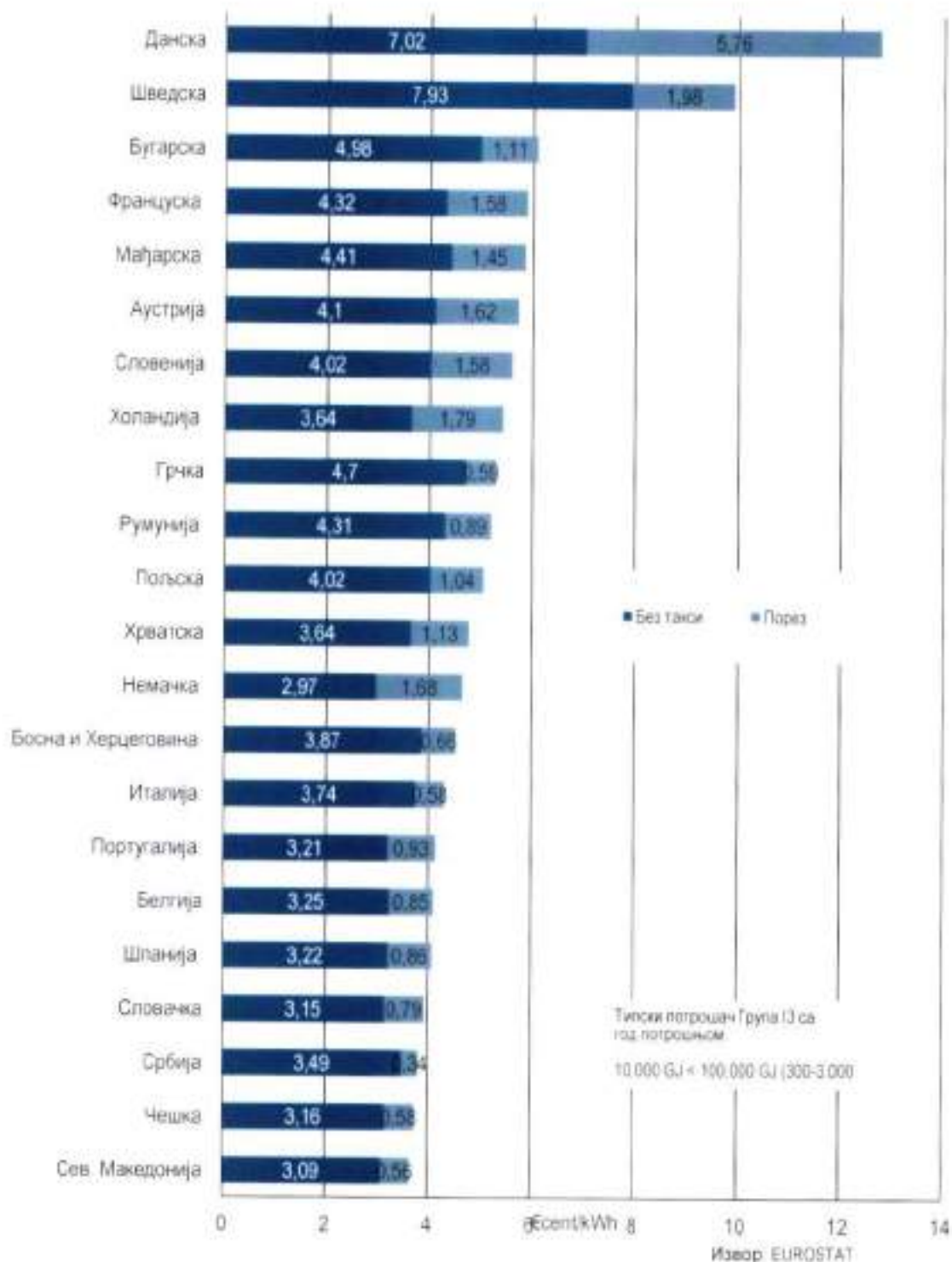
Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2021. године

На слици 4-10 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. 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 у европским земљама.



Слика 4-10: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2021. године сведена на паритет куповне моћи

На слици 4-11 је приказано поређење цене природног гаса за референтног купца из категорије индустрија у Србији и другим земљама из ЕУ и региона, у другом полугодју 2021. године. Разлике цена добрим делом произилазе из различите пореске политике, односно различитих такси и пореза који оптерећују индустријске потрошаче.



Слика 4-11: Цене природног гаса за индустрију – друго полугодиште 2021. године

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 које су усвојене почетком 2017. године. Свим 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 од 2016. године прикупља податке о променама снабдевача од ОТС и ОДС и анализира тешкоће снабдевача и купаца у реализацији. Подаци о промени снабдевача на транспортном систему се односе на мерна места која се налазе на систему Транспортгас Србија и Yugorosgaz–Транспорт д.о.о., јер на транспортном систему Гастрас д.о.о. нема прикључених крајњих купаца.

На транспортном систему, од укупно 63 мерних места за крајње купце, током 2021. године ни на једном мерном месту није промењен снабдевач.

Код 6 ОДС је било промене снабдевача током 2021. године. На дистрибутивном нивоу, укупан број места испоруке за крајње купце на крају 2021. године је био 306.815, а од тог броја, снабдевач је промењен на 31 мерном месту, на којима је испоручено 1,4 милиона m^3 , што је 0,08% количина природног гаса од укупно 1.793 милиона m^3 испоручених са дистрибутивних система, односно 0,05% од 2.640 милиона m^3 природног гаса који је потрошен на тржишту (без потрошње НИС из сопствене производње).

Укупно, на транспорту и на дистрибуцији, током 2021. године је на 31 од укупно 306.879 мерних места за крајње купце промењен снабдевач, а од укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње која није била на тржишту), предмет промене снабдевача је било 0,05% количине природног гаса.

4.6 Праћење и регулација квалитета испоруке и снабдевања

Законом 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. Правилима су прописани 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 се спроводи на годишњем нивоу, почело је у 2015. години, 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. За разлику од претходних година, у 2021. години су 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 планираних прекида.

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
Транспортгас Србија	48	42.630	0	0	0	0
Yugorosgaz-Транспорт	0	0	0	0	0	0

Оператори транспортних система природног гаса су током 2021. доставили податке о броју и трајању планираних и непланираних прекида, према узроцима који су довели до прекида, а који су приказани у табели 4-17.

На транспортном систему Транспортгас Србија је било 48 планираних прекида који су укупно трајали 42.630 минута и сагласно правилима, као узрок су наведени планирани радови на гасоводу, што су биле активности

оператора система, док непланираних прекида током 2021. није било. Овај обим планираних радова на одржавању гасоводних објеката је значајно већи у односу на претходну годину, када је било 3 планирана прекида у укупном трајању од 1.894 минута. На транспортном систему YugoRosgaz-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 2021. годину доставили податке о броју и трајању прекида, према узроцима који су довели до прекида дужи од 60 минута, на основу којих су и за планиране и за непланиране прекиде израчунати показатељи непрекидности испоруке SAIFI¹⁸ и SAIDI¹⁹. Приказани су подаци сумарно за све дистрибутивне системе и максимални и минимални SAIFI и SAIDI који су остварени на појединачном дистрибутивном систему. Сумарни подаци о непрекидности испоруке са дистрибутивних система односе се на 306.815 места испоруке, односно на 100% 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	2	0,01	6,06	0,98	886,14
Истицање гаса	55	0,05	20,27	0,11	43,36
Трећа страна	253	0,03	8,65	0,42	50,19
Неодговарајући капацитет мреже	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Други разлози	0	0,00	0,00	0,00	4,39
Укупно	310	0,09	33,25	1,51	984,08

Као и у претходној 2020. години, подаци показују да није било непланираних прекида услед неодговарајућег капацитета мреже, али је било два прекида услед редукције на узводном систему, од којих је један изузетно дуго трајао са малим бројем погођених места што је довело до малог показатеља SAIFI али изузетно великог показатеља SAIDI. Као и претходних година, највећи број непланираних прекида у 2021. години је 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	102	0,13	72,23	1,97	1830,98
Административни прекид	1	0	0,28	0,03	7,00
Операторов прекид	174	0,29	93,98	1,00	600,00
Некатегорисани прекид	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Укупно	277	0,42	166,48	3,00	2437,98

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

Сумарни подаци о непрекидности испоруке са свих дистрибутивних система за које су достављени подаци, и за планиране и за 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	277	0,42	166,48
Непланирани прекиди	310	0,09	33,25
Укупно	587	0,51	199,74

¹⁸ SAIFI (број прекида/месту испоруке) представља просечно учешће прекида у испоруци природног гаса по кориснику, а израчуна се као количник кумулативног броја прекида у испоруци природног гаса и укупног броја корисника.

¹⁹ SAIDI (минуталност испоруке) представља просечно трајање прекида у испоруци природног гаса у минуталности кориснику, као што је 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 2021. године су прикупљени подаци о комерцијалном квалитету, на годишњем нивоу, и још увек нису достигли жељени ниво поузданости и тачности. Од 31 ОДС који су обављали делатност током 2021. године, податке су доставили сви дистрибутери.

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	19.221	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	15.495
		којима се одбија прикључење	251
		које су решене на други начин	663
		Укупно	17.318
	у року од 15 дана	15.291	
%	решених захтева у односу на број поднетих	90,1	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	95,2	
	решених захтева у року од 15 дана	88,3	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима	18	

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. Из података се види значајно повећање броја захтева за прикључење, као и смањење квалитета услуге везано за решавање захтева за прикључење, јер је просечно време потребно за решавање захтева двоструко веће у односу на 2020. годину и веће је од прописаних 15 дана. Што се тиче самог прикључења, такође је опао број прикључених објеката у предвиђеном року од 15 дана, са 100% у претходној години на 81% у 2021. а просечно време за прикључење је повећано са 6 на чак 20 дана.

Повећан обим захтева за прикључење објеката на систем је генерално довео до смањења квалитета услуге оператора дистрибутивних система везано за прикључење.

Табела 4-22: Прикључење објеката

Прикључење		
Број	прикључених објеката	16.322
	прикључених објеката у року од 15 дана	13.267
%	прикључених објеката у року од 15 дана	81,28
Просечно трајање у данима	потребно за прикључење од дана испуњења свих услова	20

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. Иако се промена снабдевача још увек одвија у мањој мери, ни један ОДС није пријавио ниједну жалбу на акт оператора система о приступу систему.

4.6.2.3 Мерење и обрачун

Током 2021. је поднето 5.507 приговора на обрачун. Основани приговори који су достављани на обрачун су, према узроцима били због: неисправног очитавања 74,23%, неисправног обрачуна (енергетски део) 0,34%, неисправног фактурисања 1,13%, неисправног мерења 24,02% и остало 0,29%. Током 2021. године, време решавања приговора на обрачун је зависно од оператора дистрибутивног система износило између 1 и 6 дана. Као и претходних година, усчава се да у приговорима на обрачун има највише приговора који се односе на

неисправно читавање, а значајно их је мање на неисправно мерење. Остали разлози за приговоре на обрачун су присутни у веома малом броју.

Укупан број поднетих захтева од стране корисника - крајњих купаца за ванредну контролу мерних уређаја је током 2021. године износио 116, а извршено је 116 контрола. На тим контролама је уочено 28 неправилности (24,1% од извршених контрола), а отклоњено је свих 28. Број извршених ванредних контрола мерних уређаја који је спроведен у прописаном року од 10 дана је 31 (27%). Током 2021. је значајно смањен број захтева за ванредном контролом мерних уређаја и уочен је релативно мали број неправилности.

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, што оператори транспортних система реализују кроз израду десетогодишњих планова развоја.

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 сваке године. Гастранс д.о.о. нема ту обавезу, али мора да сваке друге године организује испитивање тржишне заинтересованости за изградњу нових или повећање постојећих капацитета свог гасовода.

Транспортгас Србија д.о.о. није доставио десетогодишњи план развоја транспортног система у 2021. години.

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је доставио десетогодишњи план развоја транспортног система у 2021. години. Агенција је доставила коментаре на план, али до краја године се нису стекли услови за давање сагласности на достављени план.

Почетком комерцијалног рада гасовода Гастранс д.о.о.01. јануара 2021. године, Србија је добила други правац снабдевања, тако да је инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији задовољен, јер се са 33,8% повећао на 114%.

4.7.1 Прогноза потрошње природног гаса

Потрошња природног гаса у 2021. години у Србији је била највећа у последњих 30 година. Рекордна потрошња је резултат неколико позитивних околности:

- малопродајна цена природног гаса у Србији је била конкуретна у односу на друге енергенте, нафту и угаљ за индустрију, као и угаљ и дрво за грејање становништва;
- набавна цена природног гаса за Србију формирана на основу „нафтне формуле“ је била нижа у односу на цену природног гаса у другим земљама у којима је формула за набавну цену природног гаса садржала у одређеном проценту цену природног гаса на берзама природног гаса;
- дошло је до раста привредних активности у Србији у 2021. години, након смањења у 2020. години због COVID 19;
- Рафинерија нафте Панчево је повећала потрошњу након завршетка друге фазе модернизације, односно завршетка пројекта Дубока прерада у 2020. години;
- ТЕ-ТО Нови Сад је повећала производњу електричне енергије у односу на претходну годину, као и на вишегодишњи просек;
- код топлана је са циљем смањења загађена ваздуха, настављена замена котлова на угаљ и нафтне деривате са котловима на природни гас;
- повећана је потрошња природног гаса услед интензивне станоградње, при чему нове зграде и пословни простор за грејање користе природни гас, директно преко дистрибутивне мреже или посредно, преко градских топлана које као гориво користе природни гас.

Пораст цена природног гаса на берзама, као и пораст цене која се одређује на основу „нафтне формуле“, ће од средине 2022. године утицати и на малопродајне цене природног гаса у Србији. Значајно повећање цена природног гаса у Србији имаће негативне последице на потрошњу природног гаса.

Ако високе цене природног гаса остану у наредних неколико година, то ће утицати на смањење потрошње природног гаса код свих купаца који могу да природни гас замене са другим енергентима.

Неизвестан је рад индустријских постројења који су значајни потрошачи природног гаса, као што је хемијска индустрија, производња метала, папира и други, јер већ постоје случајеви да су одређени број оваквиих фабрика у Европи престао са радом због високих цена природног гаса.

Такође, на укупну потрошњу природног гаса ће утицати количине природног гаса за производњу електричне енергије. Односно, да ли ће ТЕ-ТО Нови Сад смањити потрошњу природног гаса из 2021. године на вишегодишњи просек. ТЕ-ТО Панчево је почела са пробним радом у четвртм кварталу 2021. године и очекује се почетак рада у 2022. години.

4.7.2. Пројекти за повећање сигурности снабдевања

Сигурност снабдевања природним гасом је повећана активирањем рада подземног складишта Банатски Двор, са максималним капацитетом истискивања које сада износи 5,1 милиона m^3 /дан. Од укупне запремине комерцијалног гаса подземног складишта од 450 милиона m^3 , ЈП Србијасу припада 49%, односно 220,5 милиона m^3 , што је мање од 10% годишње потрошње природног гаса у Србији. Повећање запремине комерцијалног гаса на ниво од око 25% годишње потрошње, што је просечна вредност у земљама ЕУ, би значајно повећало сигурност снабдевања природним гасом у Србији.

У току је изградња интерконектора са Бугарском, на бази Споразума о изградњи гасовода Ниш – Димитроград - Софија, који ће додатно повећати сигурност снабдевања, омогућити диверсификацију извора снабдевања и тиме смањити зависност од једног доминантног снабдевача. 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 кроз Србију треба да износи око 109 km, а капацитет 1,8 милијарди m^3 годишње. За изградњу деонице гасовода у Републици Србији обезбеђена су неповратна средства из фондова Европске уније у износу од 49,6 милиона €. Очекује се да гасовод буде у функцији од 1. октобра 2023. године.

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

5. СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИГОРИВА, БИОТЕЧНОСТИ, КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС, УТЕЧЊЕНИ ПРИРОДНИ ГАС И ВОДОНИК

5.1 Структура сектора и капацитети

Усвајањем Закона о изменама и допунама Закона о енергетици 2021. године побољшан је правни и институционални оквир за спровођење потребних активности у циљу прилагођавања и усклађивања нафтног сектора Републике Србије са правним тековинама Европске уније у области енергетике, отклоњени су уочени недостаци Закона из 2014. године и примена прописа је учињена ефикаснијом. Између осталог, уведене су нове енергетске делатности и лиценце у сектору који обухвата производњу и/или трговину сировом нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, водоником, као и компримованим и утечњеним природним гасом, а неке постојеће делатности, односно лиценце, добиле су проширену примену; разрађена је обавеза држања оперативних резерви и дефинисане су врсте деривата нафте које одређени енергетски субјекти треба да држе чиме су створени предуслови за подизање нивоа енергетске безбедности; прецизирана су овлашћења инспектора у вршењу инспекцијског надзора; уређено је и питање стратешких енергетских пројеката у области нафте и друго. Такође, неке одредбе овог закона усаглашене су са законом којим је уређено озакончење објеката, са прописима којим се уређује планирање и изградња и са законом којим се уређује пловидба и луке на унутрашњим водама у делу који се односи на трговину горивима за пловила.

У складу са овим Законом, лиценциране енергетске делатности из сектора нафте, деривата нафте, биогорива, биотечности, водоника, компримованог и утечњеног природног гаса су:

- производња деривата нафте;
- транспорт нафте нафтоводима;
- транспорт деривата нафте продуктоводима;
- трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником;
- трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање возила;
- складиштење нафте, деривата нафте и биогорива;
- 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;
- намешавање биогорива са горивима нафтног порекла;
- намешавање биотечности са горивима нафтног порекла и
- производња водоника

Транспорт нафте нафтоводом и транспорт деривата нафте продуктоводом су делатности од општег интереса у складу са посебним законом и имају регулисану цену приступа систему, док се остале лиценциране делатности обављају у складу са тржишним принципима.

5.1.1 Организациона и власничка структура нафтног сектора

Доминантни учесник на српском тржишту нафте и нафтних деривата је Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). Вертикално интегрисана компанија НИС је од 2010. године на берзи, а њени власници су: руска компанија „Газпром 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 међународне компаније Лукоил, OMV, MOL Serbia, EKO Serbia, Петрол, али и домаћи малопродајни системи Кнез Петрол, пословни систем Михајловић, Euro Petrol, Арт Петрол, Radul AVIA и други.

Транспорт нафте нафтоводима обавља Акционарско друштво за транспорт нафте нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктоводима Транснафта Панчево (у даљем тексту Транснафта), које је у 2016. години добило лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период. У 2019. години извршена је статусна промена тог привредног друштва из јавног предузећа у акционарско друштво.

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

5.2 Капацитети за производњу и транспорт

5.2.1 Производња nafte, derivata nafte, biogoriva, biotечности и водоника

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

За производњу деривата нафте у Србији је до краја 2021. године лиценцирано шест енергетских субјеката: НИС, који је у 2016. години добио лиценцу за ову делатност за други десетогодишњи период, као и Стандард гас Нови Сад, Petrol LPG из Београда, VML из Јакова, Elergreen MTB из Новог Сада и Euro gas из Суботице. 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.

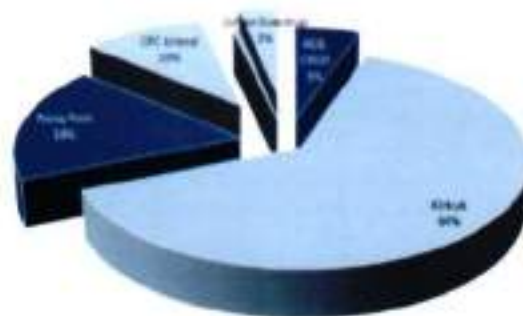
Право да намешавају биогорива са горивима нафтног порекла имају енергетски субјекти који располажу специфичним енергетским објектима за хомогенизацију ових флуида и који су прибавили лиценцу за обављање те енергетске делатности. На идентичан начин, изменама и допунама Закона из 2021. године, уведена је и делатност намешавања биотечности са горивима нафтног порекла. Пуњење посуда течним нафтним гасовима који се користе за енергетске намене, као што су пропан, бутан и пропан-бутан смеша, као и пуњење посуда компримованим, односно утечњеним природним гасом, такође је енергетска делатност за коју, закључно са 2021. годином, лиценцу има 25 енергетских субјеката.

За обављање делатности производње биогорива закључно са 2021. лиценциран је само енергетски субјекат Best Lubricants из Томисаваца, а за производњу биотечности, поред њега и Biogor Oil из Сукова. Исто привредно друштво је, уз НИС, једино лиценцирано и за енергетску делатност намешавања биогорива са горивима нафтног порекла, док за делатност намешавања биотечности са горивима нафтног порекла до сада нема лиценцираних субјеката.

Прилагођавање домаћег правног и институционалног оквира правним текovinaма Европске уније у области енергетике урађено је и кроз увођење енергетске делатности производње водоника као моторног горива којим даље може да се тргује на велико и на мало. Правилником о лиценци за обављање енергетске делатности и сертификацији, предвиђено је да водоник може да се произведе поступцима електролизе, реформинга или пиролизе, коришћењем како биогаса и осталих обновљивих извора енергије, тако и коришћењем природног гаса и осталих фосилних горива. На тај начин је омогућено лиценцирање производње, како зеленог, тако и сивог и плавог водоника, чиме је омогућено коришћење свих врста водоника до потпуног преласка на производњу и потрошњу искључиво зеленог водоника. Ниједна лиценца за обављање ове делатности није издата у 2021. години.

Према Закону, деривати нафте, биогорива, биотечности, компримовани природни гас, утечњени природни гас и водоник који се стављају на тржиште морају испуњавати услове утврђене прописима о квалитету, прописима о заштити животне средине, као и техничким и другим прописима који се односе на промет моторних и енергетских горива. Производњу, увоз и рафинеријску прераду сирове нафте у Србији обавља искључиво НИС. Експлоатацији нафте се обавља на 64 нафтна поља са 796 активних бушотина. Поред ових, у 2021. години додатно је избушено 43 разрадне и 1 истражна бушотина.

Укупна потрошња сирове нафте и полупроизвода из домаће производње, увоза и залиха у 2021. години је била око 3.945 милиона тона, што је за 9% више него 2020. године. У Србији је у 2021. години произведено око 0.817 милиона тона сирове нафте (20,7% од укупне потрошње), а 3.128 милиона тона (79,3%) је обезбеђено из увоза, где је 2/3 сирове нафте пореклом из Ирака (нафта типа Киркук), а остатак из Русије (нафте типа REB, Novy Port), Казахстана (CPC) и норвешког дела Северног мора (Johan Sverdrup – тип нафте који се 2021. године по први пут прерађивао у Србији).

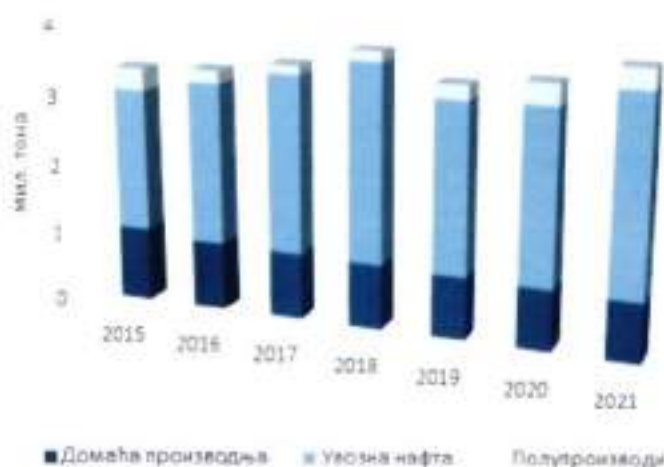


Слика 5-1: Типови увезене сирове нафте у 2021. години

Прерада сирове нафте обавља се у рафинерији нафте у Панчеву, чија је модернизација започела 2009. године, а први циклус модернизације завршен 2013. године (постројења за лаки хидрокрекинг и хидрообраду

и обезбеђивања производње моторних goriva isključivo „Euro 5“ kvaliteta). U novembru 2020. godine u rad je pušteno postrojenje za duboku preradu sa tehnologijom odloženog koksovanja, čija je izgradnja započeta 2018. godine. Uspeshaan završetak ovog projekta, omogućava NIS povećanu proizvodnju goriva koja se visoko valorizuju na tržištu - dizela, benzina i tecnog naftnog gasa, kao i pocetak domaće proizvodnje naftnog koksa. Pored toga, unapređena je energetska efikasnost rafinerije i ojačana bezbednost proizvodnih procesa. Projekat Duboka prerada doneo je i značajne ekološke koristi, pre svih prestanak proizvodnje mazuta sa visokim sadržajem sumpora. Na ovaj način kvalitet svih proizvedenih motornih i energetskih goriva je usklađen sa Direktivom EP 2016/802, pa su se stekli uslovi za izmenu u domaћem zakonodavstvu, tako da je u 2020. godini donet novi Pravilnik o tehničkim i drugim zahtevima za tečna goriva naftnog porekla („Službeni glasnik РС“, broj 150/20). Takođe, značajno su smanjene emisije sumpornih i azotnih oksida, kao i prašastih materija, što dodatno unapređuje ekološku sliku. Tokom 2021. godine započeta je rekonstrukcija postrojenja za katalitički kreking, odnosno FCC (Fluid Catalytic Cracking) postrojenja, kao i izgradnja novog postrojenja za visokooktanske komponente benzina (ETBE). Takođe, započeta je i proizvodnja vardiizela sa biokomponentom namene izvoza.

Nakon 2020. godine, koju je obeležila kriza izazvana pandemiјom, 2021. godinu je obeležio period stabilizacije. Uprkos rastu prosečne cene nafte tipa Brent za 70% u odnosu na 2020. godinu, u 2021. godini ostvaren je najveći godišnji obim prerade u poslednjoj deceniji (3.945 miliona тона, odnosno 9% veći nego u prethodnoj godini), što je posredno uticalo na smanjen uvoz derivata nafte kao finalnih proizvoda.



Слика 5-2: Рафинеријска prerada sirove nafte u Srbiji u periodu 2015.-2021. godine

Домашња производња sirove nafte je maksimalni nivo dostigla u 2013. godini. U odnosu na ovu godinu, proizvodnja sirove nafte u 2021. godini je bila manja za oko 32.5%, čime se nastavlja pad proizvodnje domaće sirove nafte, nominalno za oko 2.9% u odnosu na prethodnu godinu. С друге стране, увоз sirove nafte и полупроизвода u 2021. godini bio je oko 12.3% већи него prethodne. Удео domaće sirove nafte u ukupnoj rafinerijskoj preradi 2008. godine je bio 18.6%, u 2012. oko 49.5%, dok je u 2021. bio 23.4%, što je благо повећање u односу на prethodnu godinu.

U Srbiji se delatnost proizvodnje derivata nafte, тачније течних naftnih gasova, осим u rafineriji u Панчеву, obavlja и u pogonu NIS за stabilizaciju, odnosno pripremu природног gasa за транспорт u Елемиру (пропан, као и gasни кондензат), u pogonima u Оџацима на којима производњу obavljaју Стандард gas и Energreen MTV (пропан, као и пентан-хексан фракција, односно солвент), где се као sirovина за производњу користи увозни gasни кондензат, односно широка фракција лаких угљоводоника. Производњу пропан-бутан смеце и аутогаса, засновану на намешавању компонента, компанија Petrol LPG obavlja u pogonu u Смедереву, компанија VML u pogonu u Јакову, а компанија Euro gas u pogonu u Суботици.

Деривати nafte, као крајњи производи, осим из рафинеријске prerade, обезбеђују се и из увоза и из залиха. U 2021. godini увезено je 0.897 милиона тона derivata, што je за око 3.3% мање него u 2020. godini. Претежно су увозени евро дизел (kvaliteta usaglašenog sa SRPS EN 590) и THG, као и мање количине безоспеног моторног бензина (kvaliteta usaglašenog sa SRPS EN 228). U 2021. godini извезено je 0.928 милиона тона derivata, што je осетних 23.5% више u односу на prethodnu godinu.

Малопродаја derivata nafte je u односу на 2020. godinu повећана за 8.3%, пре свега као последица веће мобилности становништва и већег транзита путника u међународном саобраћају, као и интензивирања инфраструктурних radova, рударства и пољопривреде. Позитиван тренд потрошње забележен je код бензина и дизела, али не и аутогаса, који je негативан. Раст je, u складу са растом авио саобраћаја након релаксације мера изазваних пандемијом, имало млазно гориво, чак око 42%, чија потрошња се приближила оној из 2019. godine, dok je раст потрошње дизел goriva bio 8.6%.

Укупна потрошња моторних горива у 2021. години била је око 2,6 милиона тона, што је 10,8% више него у претходној години. У структури потрошње моторних горива, бензини су учествовали са 17,1%, гасна уља са 77,6%, а ТНГ-аутогас са 5,3%. Укупна потрошња бензина је повећана за 11,6% у односу на 2020. годину, потрошња гасног уља евро дизел је већа за 11,9%, док је гасно уље 0,1 повучено са тржишта. Такође, потрошња екстра лаког евро L гасног уља већа је за 21,7%, док је потрошња течних нафтних гасова, укључујући и аутогас, мања чак за 4,4%.

Ово је девета година за редом како се бележи пад потрошње аутогаса, што је последица одустајања од коришћења овог алтернативног горива у возилима због релативно високе цене овог, у односу на остала, горива, као и због већих трошкова издавања потврда о исправности уређаја за погон возила на ТНГ сваких пет година, тако да се коришћење аутогаса исплати само за возила која годишње прелазе велики број километара. Потрошња компримованог природног гаса (КПГ) за погон превозних средстава је у експанзији, али не постоје прецизни статистички подаци о томе. Поред природног гаса из гасовода, за ове потребе је коришћен и природни гас који се увози у компримованом или течном стању. У току 2021. године увезене су мање количине утењеног природног гаса (УПГ) који се може користити као енергетско или као моторно гориво и за погон превозних средстава. У Републици Србији постоји једна станица за снабдевање превозних средстава овим енергентом.

Према јавно расположивим подацима, у Републици Србији укупно је регистровано скоро 2,8 милиона превозних средстава, која као погонско гориво користе бензин, евродизел, ТНГ-аутогас, компримовани природни гас или користе електропогон, што представља раст од 3,8% у односу на 2020. годину. Укупан број возила на електрични или хибридни погон је и даље мали, тако да за сада битно не утиче на структуру укупне потрошње моторних горива, али је релативно повећање броја регистрованих оваквих возила велико и износи 136%. Сличан закључак се односи и на возила која користе компримовани природни гас, код којих је повећање у односу на претходну годину било 31%. Настављен је и пад регистрованих возила на аутогас од 9% у односу на 2021. годину, односно 30% у односу на 2016. годину, што прати и консеквентан пад потрошње овог енергента из наведених разлога.

Захтеви по питању квалитета деривата нафте који се налазе у промету, као и начин оцењивања усаглашености квалитета деривата са прописаним, уређени су Правилником о техничким и другим захтевима за течна горива нафтног порекла („Службени гласник РС“, бр. 150/20 и 127/21), односно Правилником о техничким и другим захтевима за течни нафтни гас („Службени гласник РС“, бр. 97/10, 123/12 и 63/13). Овим правилницима је утврђен и начин обележавања инсталација које се користе за промет нафтних деривата.

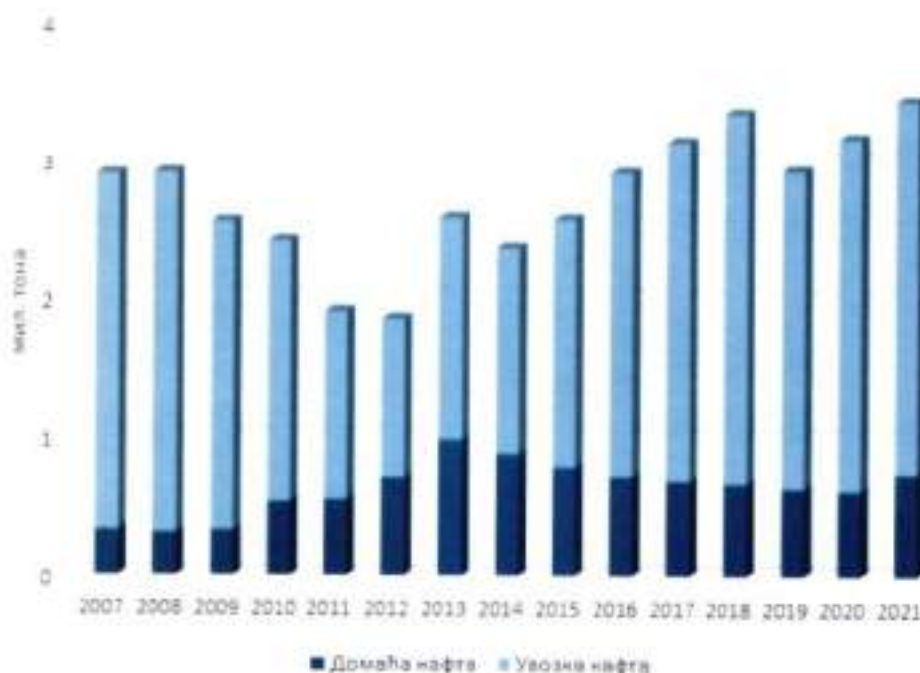
Уредбом о обележавању (маркирању) деривата нафте („Службени гласник РС“, бр. 51/15 и 5/17) ближе су утврђени услови, начин и поступак обележавања деривата нафте који се стављају на тржиште.

5.2.2 Транспорт нафте и деривата нафте

Транспорт нафте већим делом се обавља нафтоводом који почиње у јадранској луци Омишаљ, преко Сотина у Републици Хрватској, у Србију улази у Банком Новом Селу на реци Дунав и даље се наставља 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 Транснафта. Осим деоница Сотин-Нови Сад и деонице Нови Сад - Панчево, саставни део овог система је и терминал у Новом Саду, опремљен пумпном и мерном станицом, на којем се налазе и четири резервоара од по 10.000 m³ и два од по 20.000 m³ који се користе за делатност складиштења сирове нафте, пре свега за потребе чувања обавезних резерви.

Транспорт нафте нафтоводима је регулисана енергетска делатност за коју је лиценцирана Транснафта. Мањи део транспорта увозне сирове нафте се обавља баржама реком Дунав, а домаће сирове нафте и ауто цистернама од експлоатационих поља до рафинерије нафте (ови типови транспорта нису лиценциране енергетске делатности).

У периоду од 2005. године, када је основана ЈП Транснафта, до краја 2021. године, укупно је транспортовано око 45 милиона тона нафте. Транспорт нафте из увоза је био мањи у периоду првог циклуса модернизације рафинерије, у 2011. и 2012. години. У 2021. години транспортовано је 0,745 милиона тона домаће и 2,699 милиона тона увозне нафте, што представља раст у транспорту домаће нафте од више од 20%, као и раст транспорта нафте из увоза од 5,88% у односу на претходну годину. У претходних десет година највећи транспорт домаће нафте остварен је 2013. године, када је за 32,62% био већи него 2021. године, док је најмањи транспорт увозне нафте остварен 2012. године, када је за око 57% био мањи него 2021. године.



Слика 5-3: Транспортване количине сирове нафте нафтоводом Транснафта у периоду 2007 – 2021. године

У 2021. години је транспортовано 8,65% сирове нафте више него у претходној години, што је првенствено последица веће прераде сирове нафте, смањеног увоза и повећаног извоза деривата нафте, као и веће потрошње моторних горива у односу на претходну годину. Посматрајући временски период од када постоји регулација ове делатности (слика 5-3), у односу на 2012. годину, када је транспорт сирове нафте нафтоводом био најмањи, у 2021. години, транспорт сирове нафте био је већи за 85%.

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 као регулисану делатност од општег интереса, обавља Транснафта по регулисаним ценама и под прописаним и јавно објављеним условима по принципу недискриминације, одвојено од осталих енергетских и неенергетских делатности.

Не постоји обавеза правног раздвајања у случају цевоводног транспорта нафте. У случају Транснафте извршено је рачуноводствено раздвајање транспорта сирове нафте од других делатности за које овај енергетски субјекат има лиценцу (делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником и делатност оладиштења 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. Права и обавеза енергетског субјекта који обавља транспорт нафте нафтоводом, као и корисника система, ближе су уређене Правилима о раду система за транспорт нафте нафтоводима. Истим правилима прописане су и физичко-хемијске карактеристике сирове нафте која може да се транспортује цевоводним системом, технички услови за безбедно функционисање система, инструменти за обезбеђење плаћања, правила за поступке у случају хаварије, начин мерења, функционални захтеви и класе тачности мерила. Транснафта је 2010. године, уз сагласност Агенције, донела Правила о раду система за транспорт нафте нафтоводима. Ова Правила се примењују и након ступања на снагу Закона, без потребе за значајним изменама и допунама. У 2017. години је формирана комисија за праћење примене правила за транспорт нафте нафтоводима. 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, 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 система за транспорт нафте нафтоводима, као и програме и мере за смањење губитака у овом систему и одговорни су за остваривање плана развоја. Агенција даје сагласност на план развоја система за транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима. У 2020. години, Транснафта је припремила предлог Плана развоја система за транспорт нафте нафтоводом за период 2021-2025. године, који је још увек у фази усаглашавања са Агенцијом.

5.3.3 Цене приступа систему

Цена приступа систему за транспорт нафте нафтоводима Транснафта није се мењала у 2021. години

Табела 5-1: Цена приступа систему

Транснафта	Двоница нафтовода	31.12.2020.	31.12.2021.
Тарифа „енергент“ (динара/t/100 km)	Сотин – Нови Сад	149,69	149,69
	Нови Сад – Панчево	125,11	125,11

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

5.4 Тржиште нафте, деривата нафте, биогорива, биотечности и водоника

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 је 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, бутан, пропан-бутан смеша, водоник и друга. Истим прописима је уређена и делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником, 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 пучких делатности на основу прописа којима се уређује пучко пословање и пловидба на унутрашњим водама (значајне измене и допуне Закона о пловидби и лукама на унутрашњим водама ступиле су на снагу 2018. године, а додатне измене урађене су и 2019, 2020 и 2021 године). На овај начин је правно уређено 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, 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

Закон дефинише надлежности енергетског инспектора, чија је дужност, између осталог, и да проверава да ли енергетски субјекти који у обављању енергетске делатности испуњавају прописане услове за обављање тих делатности након исходавања лиценце, односно да врши надзор над обављањем енергетских делатности у складу са Законом, као и над објектима за складиштење и производњу нафте, деривата нафте и биогорива. Енергетска инспекција формирана је и отпочела са радом средином 2021. године

Увоз деривата нафте, биогорива и биотечности 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", бр. 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", бр. 104/13, 145/14 и 95/2018) којим је у домаће законодавство имплементирана Директива (ЕП) 2009/119 везана за обезбеђивање минималних обавезних резерви нафте и деривата нафте.

Директива (ЕП) 2009/28, која се односи на обновљиве изворе енергије у циљу смањења емисије гасова са ефектом стаклене баште, у делу који се односи на обавезан садржај биогорива у моторним горивима, имплементирана је у домаће законодавство почевши од 2019. године пошто су донети: Уредба о уделу

биогорива на тржиštu („Службени гласник РС“ бр. 71/2019), Правилник о техничким и другим захтевима за биогорива и биотечности („Службени гласник РС“ бр. 73/2019) и Уредба о критеријуму одрживости биогорива („Службени гласник РС“ бр. 89/2019). У 2020. години донет је Правилник о израчунавању удела обновљивих извора енергије („Службени гласник РС“ бр. 37/2020) којим се, између осталог, ближе прописује енергетски садржај горива у транспорту и начин израчунавања утицаја биогорива и биотечности и њима упоредивих фосилних горива на емисију гасова са ефектом стаклене баште. 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 и у 2021. години још увек занемарљив. У 2021. години донет је Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Службени гласник РС“, број 40/21) који је између осталог из постојећег Закона о енергетици преузео одређене одредбе које уређују коришћење биогорива и проширио их, а уједно је предвидео доношење одговарајућих подзаконских аката који ће ближе уредити ову област.

У 2019. години ступио је на снагу Правилник о непокретним резервоарима („Службени гласник РС“, бр. 50/2019), којим су, између осталог, утврђени технички захтеви и начин означавања ових објеката карактеристике опреме за испуњење тих захтева, као и услови за оверавање непокретних резервоара.

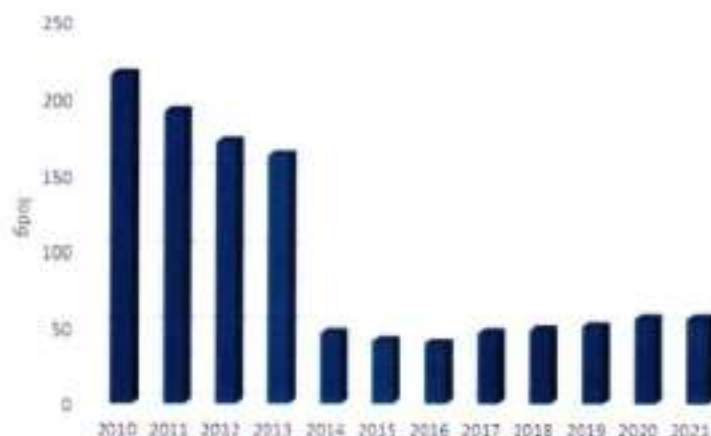
На основу Закона о робним резервама, Влада Републике Србије је 2019. године усвојила Уредбу о утарђивању програма мера у случају када је угрожена сигурност снабдевања енергијом и енергентима - кризни план („Службени гласник РС“ бр. 63/2019). Кризни план садржи поступке и критеријуме за утврђивање поремећаја у снабдевању, надлежности и одговорности јавних и приватних субјеката ради отклањања поремећаја у снабдевању и поступке за нормализацију снабдевања тржишта Републике Србије. Програм садржи и поступање у случају доношења међународне одлуке о пуштању обавезних резерви на тржиште. Влада је средином 2021. године усвојила и Уредбу о измени и допуни Уредбе о плану и критеријумима за формирање обавезних резерви нафте и деривата нафте („Службени гласник РС“, бр. 48/2021) којом се дефинише да се сировна нафта за потребе формирања обавезних резерви набавља у квалитету чији параметри задовољавају услове утврђене Правилима о раду система за транспорт нафте нафтоводом који, уз сагласност Агенције, доноси Транснафта, као и да се обавезне резерве могу обнављати заменом, продајом и набавком. Такође, усвојен је и Правилник о утарђивању Годишњег програма формирања и одржавања обавезних резерви нафте за 2021. годину („Службени гласник РС“, бр. 55/2021). У 2021. години усвојен је и сет техничких аката који се односе на опрему под притиском.

5.4.1 Велепродајно тржиште

Закључно са 2021. годином, лиценцу за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником има 55 енергетских субјеката, односно исти број као и у претходној години, како је приказано на слици 5-4. У периоду после 2014. године доминантан разлог смањења броја лиценцираних енергетских субјеката за обављање ове делатности било је поштравање прописа у области трговине којима се утврђују минимални технички услови за обављање ове делатности, прво 2011. године, 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, а затим и благи раст од 2017. до 2020. године, што је резултат природне флукуације броја велетрговаца који су присутни на тржишту нафте, деривата нафте, биогорива, биотечности, компримованог природног гаса, утечњеног природног гаса и водоника под задатим условима. Од 2015. године, број учесника на тржишту је релативно стабилан. У периоду од усвајања претходног Закона о енергетици 2014. године, закључно са усвајањем новог Закона 2021. годином, трајно је одузето 211 лиценци за обављање ове делатности, што је релевантан показатељ укрупњавања тржишта. Смањивање броја велетрговаца олакшава надзор и контролу, како учесника на тржишту, тако и квалитета моторних и енергетских горива која се на том тржишту пласирају.

Анализирајући издате лиценце за обављање делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утечњеним природним гасом и водоником по енергентима, може се уочити:

- за трговину сировом нафтом лиценцу имају НИС и Транснафта;
- у 2021. години 23 енергетска субјекта имају лиценцу за обављање делатности која обухвата и трговину компримованим природним гасом, што је за 2 више него у 2020. години и одговара номиналном расту броја велетрговаца у 2021. години;
- за трговину моторним горивом гасно уље 0,1 које се користи за погон машина и трактора, прописане минималне техничке услове годинама уназад испуњавао је једино НИС, на чији захтев је крајем 2020. године измењена лиценца, тако да ни један енергетски субјекат више не испуњава потребне услове за велетрговину том врстом моторног горива на тржишту Републике Србије, па се тим енергентом није ни прометовало у 2021. години;
- за трговину мпазним горивима и авионским бензинима лиценцу има само НИС;
- на тржишту Републике Србије нема енергетских субјеката који имају потребне енергетске и транспортне објекте, као ни одговарајућу лиценцу за трговину водоником.



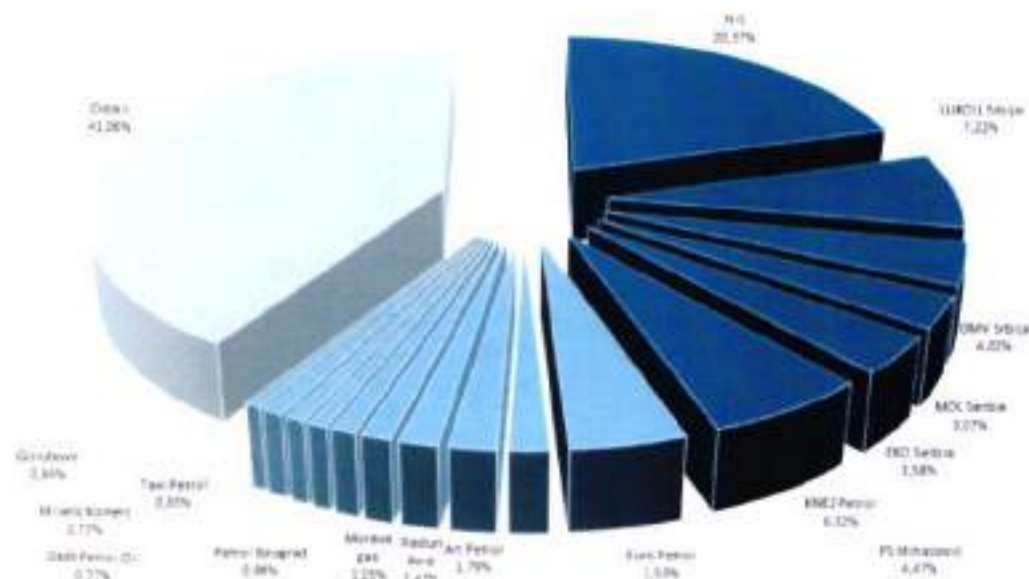
Слика 5-4: Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, КПГ, УПГ и водоником у периоду 2010-2021. године

Законом о пловидби и лукама на унутрашњим водама ("Службени гласник РС", бр. 73/10, 121/12, 18/15, 96/15 - др. закон, 92/16, 104/16 - др. закон, 113/17 - др. закон, 41/18, 85/18 - др. закон, и 37/19 - др. Закон, 9/2020 и 52/2021) предвиђено је да бродари, лучки оператери и Дирекција за водне путеве ускладе своје пословање са одредбама тог закона најкасније до 31. децембра 2018. године. Тај рок је два пута продужаван, а до краја 2021. године нису све компаније које складиште деривате нафте у резервоарима на речним терминалима ускладиле своја пословања са важећим прописима на одговарајући начин. Лиценцу за обављање делатности трговине горивима за пловила имају привредно друштво Сибир Инвест из Пожаревца и НИС. Обе компаније бункер станице имају у Великом Градишту на реци Дунав.

За енергетску делатност складиштење нафте, деривата нафте и биогорива број лиценцираних енергетских субјеката закључно са 2021. годином је 24, где највеће складишне капацитете имају компанија НИС, а затим и Транснафта, ЈП ЕПС, Митал oil, MOL Serbia и Naftachem.

5.4.2 Малопродajно тржиште

Изнамена Закона о енергетици из 2021. године се под моторним горивима, осим деривата нафте, подразумевају и биогорива, гасна уља, компримовани природни гас, утечњени природни гас и водоник, а појам превозна средства, осим класичних друмских возила, обухвата и мапа пловила. Продаја уља за ложење на станицама за снабдевање превозних средстава је забрањена од почетка 2015. године. У 2017. години 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", бр. 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. године, у Србији је било лиценцирано 370 енергетских субјеката за обављање ове делатности, највише их је било на крају 2016. године - 470, док је на крају 2021. године укупно 451 енергетских субјеката имало такву лиценцу и то је за 5 лиценци више него у 2020. години. Пораст броја лиценцираних субјеката за обављање ове делатности у периоду 2011-2016. године у мањој мери је последица изградње нових станица за снабдевање превозних средстава, као и местимичне промене статуса интерних у јавне станице, а у већој мери наставак вишегодишњег тренда давања у закуп великог броја станица из система НИС и Лукоил закулцима, 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 непегално обављали делатност, поднела захтев за лиценцу. С друге стране, доминантан разлог који утиче на смањење броја учесника на малопродajном тржишту је укидање лиценци привредним друштвима која ову делатност обављају на једној или малом броју станица за снабдевање превозних средстава на њихов захтев због неекономичности. На оваквим 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 укрупњавања тржишта, што потврђује податак да је у периоду од 2016-2021. године смањен број лиценцираних субјеката за око 4%.



Слика 5-5: Учешће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица у 2021. години

На слици 5-5 приказано је учешће највећих компанија на малопродајном тржишту моторних горива у 2021. години. Приказани подаци се не односе на количине моторних горива које су пласиране на тржиште Републике Србије, већ на релативни удео који нафтне компаније заузимају на тржишту према броју станица за снабдевање горивом превозних средстава које користе на основу власништва или закупа објеката, не речунајући станице других лиценцираних субјеката који су корисници франшизе робне марке ових компанија. Такође, на дијаграму су обједињени брендови који послују у оквиру исте пословне групе (нпр. станице које послују под брендом НИС Петрол и Газпром обједињени су у секцију НИС и сл.), док су као "Остали" обједињене све компаније које послују на мање од десет станица. Просечан број станица по енергетском субјекту у Републици Србији је 3,5. Међутим, ако се из статистике изузме пословна група НИС, која делатност обавља на више од 300 станица, тада овај фактор пада на 2,6, а ако се изузму и Лукоил и Кнез Петрол, који користе по 100 и више станица, тада просек пада на 2,3. На крају, уколико се из анализе изузме свих 16 енергетских субјеката који послују на више од десет станица, како је приказано на слици 5-5, тада је средњи број станица по енергетском субјекту 1,48. Овај просек се односи на 96,45% свих лиценцираних енергетских субјеката, који делатност трговине моторним горивима обављају на око 41% од 1.566 малопродајних објеката у Републици Србији у 2021. години. Ови трговци су на слици 5-5 приказани у збирној категорији „Остали“, а њихово учешће у укупном броју станица је током 2021. године смањено за око 0,17% што потврђује тезу о укрупњавању домаћег тржишта. Највећи раст у броју станица на којима обављају делатност у 2021. години имали су пословне група Кнез Петрол (9) и ПС Михајловић (8).

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. Закључно са 2021. годином издато је 15 лиценци за трговину на мало КПГ, што је за један више него на крају претходне године, тако да је снабдевање КПГ обављано на укупно 18 станица. Тржиште на мало овим енергентом одликује недостатак прописа и дефинисаних надлежности инспектора, немогућност грађења 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 моторних и енергетских горива.

За трговину горивима ван станица за снабдевање превозних средстава, лиценцу, као и претходне године, има шест енергетских субјеката, који се углавном баве трговином гасовитим енергетским горивима, али и трговином гасним угљем екстра лангм типа евро ЕЛ.

Трговином моторним горивима за погон спортских авиона, као ни трговином водоником за снабдевање моторних возила, се 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”, бр. 15/2016 и 88/2019) 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 или 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 за 26 енергетских делатности, међу којима је и 8 делатности од општег интереса за које Агенција издаје лиценце. 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 то су: 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 нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктоводима.

Доношењем Закона о изменама и допунама Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 40/21) из априла 2021. године, круг енергетских делатности је проширен на енергетске делатности снабдевања на велико природним гасом, складиштења електричне енергије и производњу водоника, при чему је назив постојеће делатности трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом промењен, тако што је ова делатност проширена и обухвата трговину и утењеним природним гасом, биотечностима и водоником. Наведеним изменама Закона у енергетском сектору је у 2021. години дефинисано 33 енергетских делатности, од којих за 29 енергетских делатности, међу којима је и 8 делатности од општег интереса за које Агенција издаје лиценце.

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. 88/2021) који обезбеђује заштиту купаца 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 (гарантованог снабдевања електричном енергијом и јавног снабдевања природним гасом), 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 2021. 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 поступала је по притужбама купаца и корисника система који су, у поднесцима упућеним Агенцији, оспоравали правилност исказивања прописаних тарифа или њихов износ приказан на рачунима снабдевача или оператора система, као и правилност разврставања купаца у групе и категорије купаца прописане методологијама које доноси Агенција и др.

6.2.1 Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце

Као једна од мера заштите домаћинства и малих купаца на тржишту електричне енергије и природног гаса, 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 регулисану гарантовано/јавно снабдевање, од 01.01.2015. године, имају само домаћинства и мали купци електричне енергије и природног гаса. Гарантованог/јавног снабдевања 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. године, 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. године, 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 снабдевања, до његовог именовања од стране Владе Републике Србије. Статусна промена је регистрована 01. јуна 2016. године у Регистару привредних субјеката.

Од укупно 32 лиценцирана енергетска субјекта, јавним снабдевањем природним гасом се у 2020. години бавио 31 јавни снабдевач (један енергетски субјект поседује лиценцу, али не обавља делатност), 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 Србијасас 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. Укупно 33 енергетска субјекта су крајем 2012. и почетком 2013. године испунила услове и од Агенције добила лиценцу за обављање делатности јавног снабдевања природним гасом, али се овај број 2018. године смањио на 32 јавна снабдевача, због спајања два енергетска субјекта. Број јавних снабдевача природним гасом остао је непромењен и у 2021. години.

Сагласност на цене гарантованог и јавног снабдевања даје Агенција, у складу са Законом. Садржина рачуна који се издаје крајњим купцима ближе је уређена подзаконским актима којима је Влада РС ближе уредила услове испоруке и снабдевања електричном енергијом, односно природним гасом.

6.2.2 Права крајњег купца на приступ подацима о сопственој потрошњи

Крајњи купац електричне енергије и природног гаса након отварања тржишта постаје заинтересован за добијање потпуних података о сопственој потрошњи, јер без ових података потенцијални снабдевач са којим купац преговара не може да сачини прецизну ценовну понуду. У складу са Законом, крајњи купац има право да непосредно тражи или да овласти свог потенцијалног снабдевача да код оператора система захтевају добију све потребне податке о потрошњи купца на месту приморадаје, које је оператор система дужан да искаже на једнозначан начин и у прописаном року. Законом је предвиђено да купац може да овласти било ког снабдевача (а не само тренутног), да од оператора тражи 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 образци за приказивање података о потрошњи крајњег купца, како би заинтересованим снабдевачима подаци били приказани исти на исти начин.

Обавеза оператора је да бесплатно и у прописаном року, тражене податке прикаже једнообразно, у складу са прописаним образцем 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, које су при том 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 обезбеђивања 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 образце 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 снабдевања („Службени гласник РС“, број 10/17) омогућило 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“ бр. 63/13 и 91/18) и Уредбом о условима за испоруку природног гаса („Службени гласник РС“ бр. 47/06, 3/10 и 48/10), које доноси Влада Републике Србије на основу Закона о енергетици, ближе се утављују: општи услови испоруке и снабдевања, као и садржина уговора, права и обавезе учесника на тржишту, садржина рачуна за испоруку и рачуна за снабдевање, у зависности од услова снабдевања, 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 показатеље, ради на повећању квалитета података са енергетским субјектима и припрема периодичне извештаје, у складу са Законом. О оствареним показатељима је детаљније писано у подглављима 3.7 и 4.6.

6.2.5 Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања

Агенција обавља и поверене послове управно-правне заштите крајњих купаца. Током 2021. године, Агенција је као другостепени орган, решавала по жалбама које су крајњи купци изјављивали на акте оператора система о одбијању захтева за прикључење на систем. Жалбе су најчешће улагане због недоношења решења од стране надлежног енергетског субјекта у првом степену у законом прописаном року (тзв. „лутање управе“), али и због оспоравања утављених техничких услова и трошкова услуге прикључења. У 2021. години крајњи купци су изјављивали жалбе углавном на акта оператора дистрибутивног система електричне енергије, док је било само 8 жалби на акта оператора дистрибутивног система природног гаса.

Решавајући по поднетим жалбама, Агенција је и у 2021. години углавном поништавала првостепене одлуке оператора система донете по захтевима за прикључење на дистрибутивни систем и то најчешће због утављене повреде процесног закона као и повреде материјалних прописа. Имајући у виду да се број жалби у 2021. 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 обавља управно-правне послове прикључења објеката 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 повећања броја усвојених жалби због битних повреда поступка и у 2021. години.

Осим права жалбе Агенцији у управним стварима прикључења на систем, Агенција је овлашћена да решава и о жалбама корисника система изјављеним на акта којима је оператор система одлучио о захтеву за приступ систему ради коришћења услуге преноса, транспорта или дистрибуције електричне енергије и природног гаса.

Поред тога, купци и корисници система имају и право на управно-судску заштиту против другостепених управних одлука Агенције, било да су оне донете у жалбеном поступку у коме Агенција решава о жалбама изјављеним на акта о одбијању прикључења или у жалбеном поступку у коме је Агенција решава о жалби изјављеној на акт којим је оператор система одбио да усвоји захтев и одобри приступ систему.

Број поднетих тужби Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степену знатно је смањен у 2021. години у односу на претходну годину.

Агенција је и током 2021. године, као и током претходних година, сагласно свом депокругу, 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 подnescима 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 поступање посредовања. У 2021. години није било поступања посредовања у којима је на захтев страна у спору учествовала Агенција.

6.2.6 Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца

Законом су дефинисани услови и начин остваривања посебних видова заштите енергетски заштићених купаца из категорије домаћинства (услови за умањење месечне финансијске обавезе за крајње купце из ове категорије) на основу критеријума које ближе уређује Влада Републике Србије. Поред општих 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 2021. године пружана у складу са Уредбом о енергетски заштићеном купцу (ЕУК), коју је донела Влада РС 31. децембра 2015. године и која је ступила на снагу 01. јануара 2016. године. Током 2018. године донета је Уредба о изменама и допунама Уредбе о енергетски угроженом купцу, која је ступила на снагу 08. августа 2018. године. Овом изменом и допуном прецизиран је садржај захтева за стицање статуса енергетски угроженог купца, уређено питање заштите података о личности у облику и на начин прописан тим законом, прецизирано да се одредбе члана 4. ове уредбе не односе на кориснике права на новчану социјалну помоћ или дечијег додатка. Главни циљ измена ове уредбе у односу на претходну је да се кроз упростивање процедура стицања статуса енергетски угроженог купца створе услови 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 оваког 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) имовинско стање.

Укупни месечни приходи домаћинства, као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца, усклађују се са индексом потрошачких цена у протеклих шест месеци, на основу података Републичког завода за статистику. У наредној табели је приказан максимални месечни приход утврђен у складу са Правилником о утврђивању усклађеног износа оствареног месечног прихода домаћинства са којим се може стећи статус енергетски угроженог купца.

Табела 6-1: Укупан месечни приход домаћинства као услов за стицање статуса енергетски угроженог купца у 2021. години

За домаћинство са бројем чланова	Укупан месечни приход до динара	
	до 30. маја	од 01. јуна
1	14.848,60	15.115,87
2-3	21.619,25	22.008,40
4-5	28.385,45	28.896,39
6 и више	35.696,30	36.338,83

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 или дечији додаток, онда он аутоматски стиже статус енергетски угроженог купца на основу акта надлежног органа 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 kWh	Природног гаса за: јануар, фебруар, март, октобар, новембар и децембар 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 ⁹	$ОМП \leq 2 * МПУ$	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:

- 3) 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.
- 4) за природни гас - множењем количина у m³ за које има право на умањење са тарифом „енергент“ за потрошаче из групе домаћинства које снабдева ЈП Србијасгас увећаном за 5% из ценовника за јавно снабдевање ЈП Србијасгас, 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 2021. 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 2021. години и годишњи износ динара који је за ове намене издвојен из буџета, био је:

Табела 6-4: Остварено право на умањење рачуна у 2021. години

	Купци који су остварили право на умањење	
	Максимални месечни број купаца	Годишњи износ 000 динара
Електрична енергија	68.129	1.171.147
Природни гас	65	345
Укупно	68.194	1.171.492

⁹ МПУ - Максимална потрошња електричне енергије из Уредбе о енергетике заштитених купаца.

Укупан број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручену електричну енергију током 2021. године је мањи у односу на претходну годину (око 6%) и посматрано по месецима он се кретао у распону од 56.626 у јануару до 68.129 у октобру 2021. године, односно 64.581 купаца је просечно током 2021. године остварио право на умањење рачуна за електричну енергију.

Број купаца који су остварили умањење рачуна за испоручени природни гас у 2021. години кретао се у распону од 34 у јануару до 65 у октобру, односно 52 купаца је просечно током 2021. године остварио право на умањење рачуна за природни гас.

На основу података добијених од ЈП „Електропривреда Србије“, број корисника бенифицира по Уредби за електричну енергију по месецима у 2021. години је био:

Табела 6-5: Преглед енергетски угрожених купаца електричне енергије по месецима 2021. године

Месец у 2021.	Број енергетски угрожених купаца	Број енергетски угрожених купаца који су остварили право на умањење	Износ умањења рачуна за ел.енергију динара
Јануар	58.806	56.626	83.122.343,26
Фебруар	63.874	61.944	93.046.449,92
Март	65.668	64.227	96.156.467,21
Април	67.294	66.271	99.547.668,94
Мај	68.323	67.944	104.324.286,13
Јун	68.432	68.129	106.462.706,03
Јул	66.567	66.202	100.304.975,00
Август	66.935	65.646	101.928.785,56
Септембар	65.752	65.424	100.934.127,28
Октобар	68.747	65.871	98.329.246,22
Новембар	65.656	64.258	96.805.033,49
Децембар	64.866	62.432	91.193.748,49
УКУПНО			1.171.147.038,53

Укупан износ бенефита који су остварили енергетски угрожени купци електричне енергије у 2021. години је износио 1.171.147.038,53 динара. Овај износ обухвата износе рачуна за утрошену електричну енергију заједно са акцизом, ПДВ и таксом за јавни медијски сервис.

Број енергетски угрожених купаца електричне енергије у 2021. години који су остварили право на умањење рачуна је нижи од очекиваног. Анализе показују да је висок број домаћинстава која су изложена ризику од енергетског сиромаштва. Око 10% укупна популације у Србији не може да обезбеди одговарајућу температуру грејања у својим становима²¹, што мерено преко просечног броја чланова домаћинства (2,7), указује да преко 260.000 домаћинстава нису у стању да адекватно загреју домове. Такође, изражен је проблем неблаговременог плаћања рачуна за електричну енергију. Кашњење у измињавању обавеза за комуналне услуге је присутно код 25,8% укупне популације. Такође, око 20% укупне популације живи у стамбеним просторијама којима прокишњава кров, имају влажне зидове или подове или код којих су иструпели прозорски рамови. На основу ова три показатеља и уважавајући исказани просек чланова по једном домаћинству, може се закључити да је између 450 и 500 хиљада домаћинстава изложено ризику од енергетског сиромаштва.

Према последњим расположивим подацима из Републичког завода за статистику, у Србији је у 2020. години стопа ризика од сиромаштва износила 21,7% и у односу на 2019. годину нижа је за 1,5 процентних поена. Стопа ризика од сиромаштва или социјалне искључености износила је 29,8% и у односу на 2019. годину нижа је за 1,9 процентних поена. Стопа ризика од сиромаштва представља проценат лица чији је расположиви еквивалентни приход нижи од прага ризика од сиромаштва и не показује колико лица је стварно сиромашно, већ проценат лица која имају еквивалентни расположиви приход нижи од прага ризика од сиромаштва. Стопа ризика од сиромаштва или социјалне искључености показује проценат лица која су у ризику од сиромаштва, или су изразито материјално ускраћена, или живе у домаћинствима веома ниског интензитета рада.

²¹ https://www.eurostat.ec.europa.eu/databrowser/default?dataset=ic_mden21&lang=en

Изложеност ризику од сиромаштва није исто што и само сиромаштво (тзв. апсолутно сиромаштво). Мерено кроз апсолутно сиромаштво, стопа сиромаштва у Србији у 2020. години износи 6,9%, што значи да око 446.000 становника Србије не може да задовољи ни основне потребе. Према евиденцији надлежног министарства о броју породица који су корисници социјалне помоћи и корисници дечијег додатка са стањем у децембру 2021. године, овај број се креће око 250.000 домаћинстава²² 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 од 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 300.000 – 400.000 домаћинстава²³.

Табела 6-6: Преглед броја примаоца новчане социјалне помоћи у 2021. години

Број чланова породице	Број породица	Укупно лица	Износ 000 динара
1	35.896	35.896	331.089
2	16.372	32.744	193.261
3	8.408	25.224	117.663
4	8.933	35.732	144.900
5	5.576	27.880	104.412
6 и више	5.066	30.516	107.616
Укупно	80.271	187.992	968.961

Табела 6-7: Преглед броја примаоца дечијег додатка у 2021. години

За дете		Број	Износ 000 динара
Праворођено		91.252	315.395
Другорођено		77.634	262.034
Трећорођено		37.059	127.502
Четворођено		16.448	56.252
Укупно	Деца	223.293	761.183

²² Овај број узима у обзир и породице припадника породица које примају помоћ по оба родитеља.

²³ У Србији у децембру 2021. година било је 1.660.468 пензионера са просечном месечном пензијом од 29.377 динара. Од тог броја, 150.601 је тзв. привредник, пензионер са просечном пензијом од 12.616 динара. (<http://www.rs.stat.gov.rs/statistika/bruto/2021/Srbija%20godinu%20decem%202021.pdf>)

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.

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 правне норме из области енергетике усклађене су са Трећим енергетским пакетом прописа о унутрашњем тржишту енергије и правним тековинама ЕУ. Значајно је ојачана улога Агенције и проширене су јој надлежности.

Доношењем сета енергетских прописа у априлу 2021. године (Закон о изменама и допунама Закона о енергетици, Закон о коришћењу обновљивих извора енергије, Закон о енергетској ефикасности и рационалној употреби енергије), у циљу даљег прилагођавања и усклађивања са правним тековинама ЕУ у области енергетике, додатно су уређене и проширене надлежности Агенције.

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,
 - методологије за обрачун неовлашћено утрошене електричне енергије,
 - методологије за одређивање максималне фид-ин тарифе за електричну енергију,
 - методологије за одређивање максималне откупне цене електричне енергије,
 - методологије за одређивање фид-ин тарифе – микро и мала когенерација,
 - методологије за одређивање тржишне премије – високоефикасна когенерација,
 - методологије за одређивање цена помоћних услуга,
 - методологије за утврђивање трошкова, начина надокнаде и расподеле трошкова између НЕМО и оператора преносног система
 - методологије за процену улагања у ризике и стартешке инфраструктурне пројекте у област електричне енергије, природног гаса и нафте
- одобравање регулисаних цена
- одређивању максималне откупне цене за потребе аукција за електричну енергију из ветроелектрана,
- 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
 - о потреби даљег регулисања цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације и
 - о потреби даље неопходности одржавања резервног снабдевања

Надзор над тржиштем енергије

- доношење правила и других аката
 - правила о промени снабдевача,
 - правила о спречавању злоупотреба на тржишту електричне енергије и природног гаса,
 - правила о квалитету испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом,

- акт о начину, поступку и роковима за вођење књиговодствених евиденција за потребе регулације и за потребе спровођења раздвајања рачуна по енергетским делатностима;
- 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 далеководе и гасну инфраструктуру;
- поступак остваривања права на приступ подацима о сопственој потрошњи купаца;
- упутства за израду Мрежних правила у области електричне енергије и природног гаса;
- 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;
 - о прикључењу објеката на преносни систем;
 - за обуставу и поновно покретање тржишних активности;
 - за расподелу преносних капацитета између зона трговања;
 - о објављивању кључних тржишних података;
 - усаглашена мрежна правила оператора система;
- давање сагласности на остала акта
 - вишегодишње планове развоја преносног, транспортног и дистрибутивног система, као и система за транспорт деривата нафте продуктоводима;
 - планове инвестиција оператора система;
 - процедуру прикључења на преносни систем;
 - програме усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања оператора система, акте о условима за именовање, трајање мандата и разрешење Лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања, и давање претходне сагласности на кандидата који се предлаже за Лице задужено за праћење програма недискриминаторног понашања;
 - планове преузимања мерних уређаја од стране оператора дистрибутивних система;
 - акт оператора преносног система о висини накнаде за гаранцију порекла;
 - акт оператора система о ценама нестандардних услуга;
 - методологију коју доноси субјект коме је одобрено изузеће од примене регулисаних цена приступа преносном и транспортном односно систему за складиштење природног гаса;
 - акт оператора дистрибутивног система природног гаса којим се утврђује висина трошкова прикључења типовим прикључцима;
- давање мишљења о плановима имплементације напредних мерних система;
- давање образложеног извештаја са закључком о испуњености услова за именовање НЕМО;
- давање образложеног мишљења на Годишњи извештај Лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања;
- одобравање оперативних ограничења у поступку прикључења на преносни систем;
- одлучивање по захтеву за примену дерогације у поступку прикључења на преносни систем електричне енергије и вођење регистра свих дерогација;
- 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;
 - 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:

- развоja 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 преносних капацитета између зона трговања;
- 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 у складу са Законом;
- примену правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања у сарадњи са регулаторним телима других држава;
- примену правила за расподелу прекограничних транспортних 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;
- оправданост трошкова и проверава правилност примене методологија у поступку одређивања цене приступа систему за које је одобрила изузеће;
- поштовање мера заштите потрошача утврђених овим законом и
- реализацију планова развоја и планова инвестиција оператора система на које је дала сагласност

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 и спровођење опште политике коју доноси Влада Републике Србије 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 суовласници 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, 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.

Избор за председника и чланове Савета АЕРС, први пут у складу са одредбама новог Закона, започет у 2017. години, окончан је у марту 2018. године. Сагласно томе, нови чланови Савета АЕРС започели су свој мандат у марту 2018. године.

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 системе 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.

Финансијски план Агенције за 2021. годину, донет од стране Савета Агенције у законском року, 29. октобра 2020. године, достављен је истог дана Народној скупштини, која је 02. децембра 2020. године на 5. седници Другог редовног заседања донела одлуку о давању сагласности на Финансијски план Агенције за енергетику Републике Србије за 2021. годину. Усвајањем Финансијског плана Агенције створен је основ за даље унапређење рада Агенције, њене организационе структуре и броја запослених. Одлука Народне скупштине РС о давању сагласности на Финансијски план АЕРС за 2021. годину објављена је у Службеном гласнику бр. 145/20 од 03. децембра 2020. 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.

ПОКАЗАТЕЉИ НЕЗАВИСНОСТИ ЕНЕРГЕТСКИХ РЕГУЛАТОРНИХ ТЕЛА

Разлози за преносење неких надлежности економске регулације у секторима електричне енергије и природног гаса са државних органа на независна регулаторна тела су различити, али је заједнички именитељ настојање да се отклоне разлици који проистичу из несавршености тржишта (постојање природног 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, циљева 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 текстова 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 извршава 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 ефикасан начин.

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. Трећег пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије ЕУ), које се односе на функционалну, персоналну и финансијску независност регулаторног тела.

7.2 Активности Агенције у 2021. години

Радам Агенције управља Савет Агенције који је у 2021. години одржао 52 седнице (50 редовних и 2 ванредне), на којима су донете одлуке, сагласности, решења и друга акта у области: регулације цена, издавања лиценци за обављање енергетских делатности, успостављања и спровођења 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, бр. 87/15, 44/18-др закон и 83/21), 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 издавања лиценци. 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.acts.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 вези пружања ове јавне услуге која подразумева утврђивање испуњености услова за обављање енергетских делатности за сваку енергетску делатност посебно, а који сноси подносилац захтева за лиценцу. Одлука о усклађивању висине трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности („Службени гласник РС, бр. 97/21) објављена је и 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 2021. године издао лиценце за 13 енергетских делатности, од 28 за које је, сагласно Закону о енергетици, надлежан за издавање лиценце.

Агенција је у 2021. години примила 77 захтева за издавање лиценце, што са 2.372 захтева примљених у периоду 2006 – 2020. године, чини укупно примљених 2.449 захтева

У 2021. години, настављена је обрада непотпуних захтева из претходне године, као и захтева за примљених у тој години и до краја године Савет Агенције је донео решења о издавању 81 нове лиценци, док је у 14 предмета поступак окончан одбацивањем захтева, у 6 предмета одбијањем захтева, а у једном предмету поступак је обустављен. У току 2021. године Агенција је у 3 предмета донела решења о привременом одузимању лиценце, а у 6 предмета решење о трајном одузимању лиценце. Такође, у 14 предмета решења о издавању лиценце су укинута по захтевима енергетских субјеката. С обзиром да су многе лиценце издате у претходним годинама, а да након протеча рока њиховог важења лиценцирани енергетски субјекти нису поднели захтев за њихово продужење, то су ове лиценце по службеној дужности брисане из јавног Регистра издатих лиценци који Агенција води, тако да је крајем 2021. године евидентирано 899 важећих лиценци

Захтеви који се подnose Агенцији су у највећем броју случајева били без потпуне документације, па су на захтев Агенције допуњавани и исправљани у складу са законом који уређује управни поступак. По отклањању утврђених недостатака и комплетирању документације, захтеви су били предмет поновне оцене ради провере испуњености услова за издавање лиценце.

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 превозних средстава и трговину нафтом, дериватима нафте, биогоривима и компримованим природним гасом, а највише због промене објеката у којима се обавља делатност. У току 2021. године, Савет Агенције је донео 72 решења којима су измењена првобитна решења о издавању лиценце углавном за обављање делатности у нафтном сектору.

Агенција нема надлежности над енергетским субјектима који нису испунили услове за издавање лиценци. У 2021. години, Агенцији није достављен ни један напад 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 2021. години (неки захтеви су из претходне године, а лиценца је издата у 2021.), по делатностима, дат је у табели 7-1.

Табела 7-1: Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2021. години по делатностима

Ред. бр.	Делатност	Поднето захтева	Одобрено лиценци
1.	Производња електричне енергије	7	4
2.	Комбинована производња електричне и топлотне енергије	2	0
3.	Пренос електричне енергије и управљање преносним системом	0	0
4.	Дистрибуција електричне енергије и управљање дистрибутивним системом	0	1
5.	Дистрибуција електричне енергије и управљање затвореним системом	1	2
6.	Снабдевање електричном енергијом	2	3
7.	Снабдевање на велико електричном енергијом	5	7
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	1
11.	Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом за природни гас	1	1
12.	Снабдевање природним гасом	2	2
13.	Снабдевање на велико природним гасом	0	0
14.	Јавно снабдевање природним гасом	0	0
15.	Производња деривата нафте	0	0
16.	Транспорт нафте нафтеводима	0	0
17.	Транспорт деривата нафте продуктоводима	0	0
18.	Складиштење нафте, деривата нафте и биогорива	2	0
19.	Трговина нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотечностима, компримованим природним гасом, утењеним природним гасом и водоником	7	5
20.	Трговина горивима ван станица за снабдевање превозних средстава	0	0
21.	Пуњење посуда за течни нафтни гас, компримовани и утењени природни гас	6	6
22.	Трговина моторним и другим горивима на станицама за снабдевање превозних средстава	42	27
23.	Трговина горивима за пловила	0	0
24.	Производња биогорива	0	1
25.	Производња биотечности	0	1
26.	Намешавање биогорива са горивима нафтног порекла	0	0
27.	Намешавање биотечности са горивима нафтног порекла	0	0
28.	Производња водоника	0	0
	Укупно	77	61

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

7.2.2 Регулација цена

У домену регулације цена, Савет Агенције је у јулу 2021. године изменио методологије којима се у складу са Законом одређује образовање регулисаних цена енергетских субјеката и то: Методологију за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије и Методологију за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије. Обе измене методологија објављене су у јулу 2021. године у Службеном гласнику РС, број 71/21.

У октобру 2021. године, Савет Агенције је, у складу са новим надлежностима утврђеним Законом о коришћењу обновљивих извора енергије („Службени гласник РС”, број 41/21) усвојио Методологију за одређивање максималне откупне цене електричне енергије и Методологију за одређивање максималне фид-ин тарифе за електричну енергију. Доношењем наведених методологија створене су претпоставке за примену овог закона и отпочињање процеса аукција за електричну енергију произведену из обновљивих извора.

Такође, у складу са новим надлежностима утврђеним Законом о енергетској ефикасности и рационалном коришћењу енергије („Службени гласник РС”, број 41/21), Савет Агенције је у новембру 2021. године усвојио Методологију за одређивање тржишне премије и Методологију за одређивање фид-ин тарифе. Ове методологије се примењују на произвођаче електричне енергије у високоефикасној когенерацији, малим когенерацијама и микро-когенерацијским јединицама.

На основу усвојених методологија и Уредбе Владе Републике Србије о квоти у систему тржишне премије за ветроелектране, Савет Агенције је у новембру 2021. године донео одлуку о одређивању максималне откупне

цене за потреbe аукција за електричну енергију из ветроелектрана. Максимална откупна цена за електричну енергију произведену у ветроелектранама одобрене снаге веће од 3 MW је 5,57 €/kWh.

Савет Агенције је у јануару 2021. године донео одлуку о ценама системских и помоћних услуга у електроенергетском систему за 2021. годину. Овом одлуком Агенција је утврдила цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације, које су неопходне за обезбеђивање сигурног, поузданог и стабилног рада електроенергетског система, односно за спремност за регулацију фреквенције и снаге размене, као и цене помоћних услуга за регулацију напона, односно реактивне снаге и цене услуге покретања генератора из безнапонског стања.

Савет Агенције је у децембру 2021. године усвојио и извештај о потреби регулисања цена закупа резервне снаге за системске услуге секундарне и терцијарне регулације, неопходности одржавања резервног снабдевања електричном енергијом и потреби регулисања цена електричне енергије за гарантовано снабдевање.

У 2021. години Савет Агенције дао је сагласност на следеће одлуке о ценама:

- у области електричне енергије:
 - сагласност на одлуку о ценама приступа систему за пренос електричне енергије Електроурежа Србије а.д. у септембру 2021. године, чиме је цена приступа преносном систему електричне енергије увећана за 12%;
 - сагласност на цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије Електродистрибуција Србије д.о.о. у септембру 2021. године, чиме је цена приступа систему за дистрибуцију електричне енергије увећана за 10%.Акти о ценама и сагласности Агенције објављене су у "Службеном гласнику Републике Србије", с тим да је њихова примена почела од 10. октобра 2021. године.
- у области природног гаса:
 - сагласност на одлуку о ценама приступа систему за транспорт природног гаса оператора транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад, у јуну 2021. године;
 - У складу са својим законским овлашћењима Савет Агенције је у децембру 2021. године донео акт којим се потврђује да су тарифе за дугорочне капацитете и почетне цене капацитетних производа Гастранс д.о.о. одређене у складу са актом о изузећу и Тарифном методологијом за обрачун тарифа за услугу транспорта природног гаса Гастранс д.о.о.;
 - сагласност на цене нестандартних услуга које објављују оператори система и које су доступне и на интернет страници Агенције, и то:
 - цене нестандартних услуга оператора дистрибутивног система за природни гас- ЈП Ингас, Инђија (сагласност дата 14.01.2021. године);
 - цене нестандартних услуга оператора дистрибутивног система за природни гас Сомбор-гас д.о.о. Сомбор (сагласности дата 18.03.2021. године).

Савет Агенције донео је у априлу 2021. године Одлуку о начину, поступку и роковима за вођење књиговодствених евиденција за потребе регулације и спровођења раздвајања рачуна по делатностима.

Овом одлуком ближе се утврђује начин, поступак и рокови за вођење пословних књига као књиговодствених евиденција за потребе регулације, спровођење раздвајања рачуна енергетских субјеката по делатностима и одређује врста података и документације неопходних за рад и праћење ефикасности раздвајања рачуна од стране Агенције у складу са Законом.

Стапне 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 рачуна;
- 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. години донео Правила о промени

снабдевача („Службени гласник РС”, број 93/12), а у 2015. години је донео нова, ради усклађивања са Законом из 2014. године, која су измењена и допуњена 2017. године („Службени гласник РС”, бр. 65/15 и 10/17).

Правила о праћењу техничких и комерцијалних показатеља и регулисању квалитета испоруке електричне енергије и природног гаса, Савет Агенције је донео крајем 2013. године и у току 2021. 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.

Постулајући у складу са овлашћењима утврђеним Законом о изменама и допунама Закона о енергетици из априла 2021. године, Савет Агенције је у законском року, у јуну 2021. донео 8 упутства за израду мрежних правила у области електричне енергије (3) и природног гаса (5). Овим упутствима су дате смернице операторима система за припрему подлога за израду „мрежних правила” која у области електричне енергије уређују прикључење на преносни и дистрибутивни систем електричне енергије, а у области природног гаса расподелу капацитета, управљање загушењима, интероперабилност, одређивање структуре транспортних тарифа и балансирање транспортног система, и то:

- Упутство за припрему мрежног правила који се односи на прикључење на мрежу производних јединица,
- Упутство за припрему мрежног правила који се односи на прикључење на мрежу објеката купаца,
- Упутство за припрему мрежног правила који се односи на прикључење на мрежу једносмерних система високог напона,
- Упутство за припрему мрежног правила о хармонизованим тарифама за транспорт природног гаса,
- Упутство за припрему мрежног правила о прорачуну и расподели капацитета за транспорт природног гаса,
- Упутство за припрему мрежног правила о поступцима за управљање загушењима и објављивању техничких и других података и информација за приступ систему за транспорт природног гаса,
- Упутство за припрему мрежног правила о сарадњи оператора повезаних транспортних система и правилима размене података,
- Упутство за припрему мрежног правила о правилима за балансирање природног гаса у транспорту.

Савет Агенције је у августу и септембру 2021. године дао сагласност на текстове свих 8 мрежних правила која су припремили оператори система у складу са наведеним упутствима чиме је потврђена усаглашеност адаптираних текстова мрежних правила у области електричне енергије и природног гаса, ради доношења аката о мрежним правилима која, сагласно Закону, на предлог Министарства рударства и енергетике, доноси Влада.

У октобру 2021. године, Савет Агенције донео је Правила о спречавању злоупотреба на тржишту електричне енергије и природног гаса. Овим правилима ближе се уређују услови за регистрацију учесника на велепродајном тржишту електричне енергије и природног гаса у складу са обавезама Републике Србије преузетим потврђеним међународним споразумима и законом који уређује област енергетике (тзв. пакт РЕМИТ).

Остала правила доносе енергетска предузећа, након прибављене сагласности Агенције.

У новембру 2021. године, Савет Агенције је дао сагласност на следећа правила:

- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Мађарске (Правила за расподелу дугорочних преносних капацитета на граници између зона трговања EMC АД Београд и MAVIR ZRt. за 2022. годину-Правила за расподелу дугорочних капацитета, Правила за дневне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања EMC АД Београд и MAVIR ZRt. за 2022. годину-Правила за дневне аукције и Правила за расподелу унутардневних преносних капацитета на граници између зона трговања MAVIR ZRt. и EMC АД Београд-Правила за унутардневне аукције).
- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Румуније (Правила за годишње и месечне алокације за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања S.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. и EMC АД Београд за 2022. годину, Правила за дневне аукције за расподелу међузонаских капацитета на граници између зона трговања EMC АД Београд и S.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. за 2022. годину и Правила за унутардневну расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања S.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. и EMC АД Београд за 2022. годину).
- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Републике Бугарске (Хармонизована алокациона правила за расподелу права на дугорочни преносни капацитет, Правила за експлицитну расподелу дневних преносних капацитета на граници зона трговања Бугарске и Србије и Правила за расподелу унутардневних преносних капацитета на граници између зона трговања Електроенергиен Системен Оператор ЕАД и EMC АД Београд-Правила за расподелу унутардневних капацитета).

- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Републике Хрватске (Хармонизована Алокациона правила за расподелу права на дугорочни преносни капацитет; Правила за експлицитну расподелу дневних преносних капацитета на граници између зона трговања Хрватске и Србије и Правила за расподелу унутардневних преносних капацитета на граници између зона трговања Хрватског оператора преносног система ХОПС и ЕМС АД Београд);
- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Босне и Херцеговине (Правила за годишње и месечне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и Независног оператора система у Босни и Херцеговини (НОСБиХ); Правила за дневне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и Независног оператора система у Босни и Херцеговини (НОСБиХ) и Правила за унутардневну расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања Независног оператора система у Босни и Херцеговини (НОСБиХ) и ЕМС АД Београд);
- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Републике Северне Македоније (Правила за годишње и месечне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и АД МЕПСО за 2022 годину; Правила за дневне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и АД МЕПСО за 2022 годину и Правила за расподелу унутардневних преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и АД МЕПСО за 2022 годину) и
- Правила за расподелу преносних капацитета између зона трговања Републике Србије и Црне Горе (Правила за годишње и месечне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и Црногорског електропреносног система АД-Подгорица („ЦГЕС“); Правила за дневне аукције за расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања ЕМС АД Београд и Црногорског електропреносног система АД-Подгорица („ЦГЕС“) и Правила за унутардневну расподелу преносних капацитета на граници између зона трговања Црногорског електропреносног система АД-Подгорица („ЦГЕС“) и ЕМС АД Београд)

Током 2021. 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 свим формираним комисијама, као посматрач, учествује и по један представник Агенције.

У току 2021. године Савет Агенције је дао сагласност и на следећа акта:

- Правила о изменама и допунама Правила о раду тржишта ЕМС АД Београд (октобар 2021 године);
- План развоја дистрибутивног система за период 2021-2030 оператора дистрибутивног система "Електродистрибуција Србије" доо Београд (децембар 2021.);
- План инвестиција у дистрибутивни систем за период 2021-2023 године оператора дистрибутивног система "Електродистрибуција Србије" доо Београд (децембар 2021);
- 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" Електродистрибуција Србије" доо Београд (септембар 2021);

За надзор над тржиштем енергије су од 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. године 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 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 обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2016. годину, поднетог од стране лица одговорног за праћење усклађености. Одлуком из септембра 2019. године Савет Агенције није дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2018. годину. Влада Републике Србије је крајем 2020. године отпочела активности у циљу спровођења прописног раздвајања оператора дистрибутивног система од вертикално интегрисаног предузећа ЈП ЕПС (издвајање Електродистрибуција Србија д.о.о. Београд), које је окончано почетком 2021. године. Савет Агенције је у јануару 2021. године донео одлуку којом није дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2019. годину, а у октобру 2021. године је донео Образложено мишљење на Годишњи извештај о спровођењу програма усклађености за 2020. годину, у коме је такође указано на недостатке у погледу раздвајања у назначеном периоду.

Поступајући по захтеву привредног друштва ГАСТРАНС д.о.о. Нови Сад, у марту 2019. године Савет Агенције донео је Коначну одлуку о изузећу новог интерконектора за природни гас, којим је привредном друштву ГАСТРАНС д.о.о. одобрено изузеће од обавезе власничког раздвајања, примене правила приступа треће стране и примене регулисаних цена транспорта природног гаса у трајању од 20 година. У марту 2019. године Агенција је, за потребе спровођења обавезујуће фазе расподеле дугорочних транспортних капацитета, дала сагласност на:

- Тарифну методологију за обрачун тарифа за услуге транспорта природног гаса,

- Модел дугорочног уговора о транспорту природног гаса који се закључује између ГАСТРАНС д.о.о. и учесника обавезујуће фазе расподеле дугорочних капацитета за које је одобрено изузеће од обавезе приступа треће стране.
- Програм недискриминаторног понашања у друштву ГАСТРАНС д.о.о.
- Одлуку о условима за именовање лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања и
- Акт о именовању Лица задуженог за праћење Програма недискриминаторног понашања.

Након тога, већ у фебруару 2020. године, Агенција је сертификовала Гастранс д.о.о. као пројектну компанију, с обзиром да је у том тренутку изградња гасног интерконектора била у току, и уз обавезу да по истеку утврђеног рока и почетку комерцијалног пословања достави Агенцији доказе да испуњава све услове за самостално и недискриминаторно обављање делатности транспорта гаса.

У мају 2020. године, Агенција је дала сагласност на Правила о раду транспортног система Гастранс д.о.о.

У децембру 2020. године Агенције је издала лиценцу за обављање делатности транспорта природног гаса и управљања транспортним системом за природни гас друштву Гастранс. Истог месеца, Агенција је дала сагласност на цене приступа транспортном систему Гастранс д.о.о.

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 којим је одлучено о захтеву за прикључење на систем, односно жалбама изјављене када оператор система не донесе одлуку по захтеву за прикључење на систем у Законом прописаном року,
- акта оператора система о одбијању приступа систему, односно жалбама изјављеним због непосућања по поднетом захтеву за приступ систему у Законом прописаном року, и
- акта енергетског субјекта за транспорт нафте нафтоводима или енергетског субјекта за транспорт деривата нафте продуктоводом о одбијању приступа систему, као и жалбама изјављеним због нерешавања о захтеву за приступ систему законском року.

У поступку решавања по жалбама купаца, односно корисника система, Агенција настоји да се обезбеди заштита њихових права кроз обезбеђивање законитости одлука које доносе оператори система.

У 2021. години, примљено је укупно 353 поднесака који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања, од којих су 251 жалба које Агенција решава у управном поступку, као поверене послове, а 102 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 2021. години је обрађено свих 251 примљена жалба које су поднете из разлога прописаних Законом и то

- због доношења 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. „путање 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 одбацавању захтева.

Укупно 243 жалбе је изјављено на акта оператора дистрибутивних система електричне енергије, док је 8 жалби изјављено на акте 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 смањило број незаконитих решења донетих од стране привредног друштва за дистрибуцију електричне енергије, и у 2021. години су организовани састанци са овим енергетским субјектом, на којима је Агенција указала на најчешће повреде процесних, али и материјалних прописа, који доводе до доношења незаконитих решења, као и на Законом прописане обавезе енергетских субјеката у поступку прикључења. У 2021. години број жалби је био 251, што је незнатан раст у односу на број жалби у 2020. години (230) због чега 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 2021. годином, поднета је 101 тужба Управном суду Републике Србије, 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 2008-2021.

Година	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	Укупно
број	4	2	9	12	7	4	8	7	6	11	5	14	7	5	101

У 2021. години је против Агенције као друготужене (првотужени је Министарство рударства и енергетике) покренут и спор пред Привредним судом у Београду по тужби ради накнаде штете због одузимања лиценце.

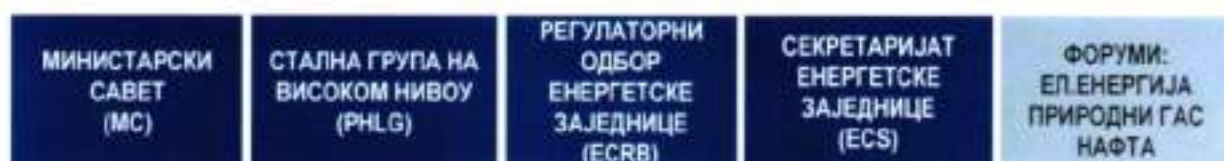
7.2.5 Међународне активности

У складу са Законом о енергетици, потврђеним међународним уговорима и одлукама Савета, Агенција за енергетику Републике Србије 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 01.07.2006. године, земље југоисточне Европе (и УНМИК за АПКМ) и ЕУ су започеле процес стварања Енергетске заједнице са циљем проширења унутрашњег тржишта енергије ЕУ на регион југоисточне Европе. Уговор је закључен на период од 10 година, а одлуком Министарског савета од 24.10.2013. године његово трајање је продужено до 2026. године. Такође, на основу одлука Министарског савета, кроз имплементацију Трећег енергетског пакета у Закон о енергетици, уведене су неке надлежности Секретаријата Енергетске заједнице у уређењу националног енергетског сектора.

Уговором о оснивању Енергетске заједнице је дефинисан и институционални оквир потребан за њено функционисање: Министарски савет, Стална група на високом нивоу, Регулаторни одбор Енергетске заједнице, Секретаријат Енергетске заједнице, Форум за електричну енергију и Форум за гас. Накнадно су установљени Форум за нафту (2008), Правни форум (2017), Форум за одрживи развој (2017) и Форум за решавање спорова (2018).



Слика 7-1: Институције Енергетске заједнице

У складу са обавезама које проистичу из Уговора о оснивању Енергетске заједнице, Агенција за енергетику Републике Србије активно учествује у раду институција Енергетске заједнице²⁴, водећи при томе рачуна о заштити интереса купаца, као и о положају и циљевима електроенергетске и гасне привреде Републике Србије уз координацију са државним органима у оквиру надлежности утврђених законом. Агенција за енергетику Републике Србије учествује у раду Регулаторног одбора Енергетске заједнице који је саветодавно тело Министарског савета Енергетске заједнице са могућим извршним функцијама, као и у раду Форума за електричну енергију и Форума за природни гас.

Агенција за енергетику Републике Србије је дала запажен допринос разради организације и начина функционисања регионалног и паневропског тржишта електричне енергије и природног гаса, кроз активно учешће у раду институција Енергетске заједнице и стручних тимова основаних у оквиру тих институција. Представник Агенције за енергетику Републике Србије је председавао Радном групом за електричну енергију Регулаторног одбора Енергетске заједнице (ECRB EVG) од 2007-2018. године, а неколико представника Агенције за енергетику Републике Србије председава и подгрупама ECRB-а. Ефикасност рада ових тела могла би се унапредити ажурнијом припремом и благовременим достављањем материјала за њихове седнице.

Агенција за енергетику Републике Србије је у 2021. години учествовала у следећим активностима регулаторног одбора Енергетске заједнице (ECRB):

Стратешке и заједничке активности

- давање мишљења о Прелиминарним одлукама о сертификацији оператора преносних система сагласно члану 9. Одлуке Министарског савета Енергетске заједнице D/2011/02/MC-EnC о имплементацији Трећег енергетског пакета прописа о унутрашњем тржишту енергије у Европској унији;

²⁴ Трошкове учешћа представника Агенције у раду институција Енергетске заједнице наднаћује Секретаријат Енергетске заједнице.

- 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 (Радна група за електричну енергију)

- подршка и праћење активности интеграције тржишта електричне енергије у југоисточној Европи и његовог функционалног интегрисања у пан-европско тржиште електричне енергије
 - саставни део ове активности су редовно праћење актуелности и процеса везано за интеграцију тржишта електричне енергије у ЕУ, одржавање заједничких радионица ACER и ECRB везано за Уредбе ЕУ CACM и FCA, координисани регулаторни допринос раду управљачког комитета за интеграцију тржишта дан-унапред у оквиру иницијативе WBB (током 2021. године није било активности управљачких комитета WBB); хармонизован регулаторни преглед правила Канцеларије за координисане аукције за расподелу прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима (SEE CAO) и припрема заједничког предлога правила за усвајање у ECRB; израда нацрта Методологије за координисани прорачун прекограничних капацитета у Уговорним странама Енергетске заједнице; начина именовања номинованог оператора тржишта у Уговорним странама као предуслова за спајање тржишта електричне енергије Уговорних страна са тржиштима EY-SDAC (Single Day-Ahead Coupling) у оквиру „ране“ примене Уредбе ЕУ 1222/2015 у Уговорним странама Енергетске заједнице, а које је израдио Секретаријат Енергетске заједнице уз сарадњу са Европском комисијом и ACER.
 - Током 2021. године радна група за електричну енергију ECRB је редовно пратила активности Уговорних страна око начина примене препоруке за одређивање номинованог оператора тржишта електричне енергије (NEMO) у Уговорним странама Енергетске заједнице, у оквиру ране примене Уредбе 1222/2015 (CACM), које је израдила ECRB Секција Секретаријата Енергетске заједнице, при чему је Агенција на основу Закона о изменама и допунама Закона о енергетици учествовала у изради Уредбе о спајању организованих тржишта електричне енергије којом су пренете неопходне одредбе Уредбе 1222/2015 ЕУ ради спајања тржишта и именовања NEMO у Републици Србији. Током 2021. године Секретаријат Енергетске заједнице је заједно са Европском комисијом и ACER започео израду нацрта адаптираних верзија тржишних правила ЕУ за Уговорне стране Енергетске заједнице ради спајања тржишта са суседним тржиштима, а без измене Уговора о Енергетској заједници. Сви састанци и радионице радне групе за електричну енергију током 2021. године организовани су виртуелно путем интернет апликације вебекс у организацији Секретаријата Енергетске заједнице.
- У организацији Секретаријата Енергетске заједнице дана 21.04.2021. године одржана је пета заједничка виртуелна радионица ECRB и ACER око интеграције тржишта електричне енергије Енергетске заједнице и ЕУ којој су присуствовали представници ACER и чланови радне групе за електричну енергију, са следећим темама: Координисани прорачун капацитета и захтев за минимални расположиви износ од 70% прекограничног капацитета на сваком интерконектору, Процес измене Уредбе ЕУ 1222/2009 (CACM) и Капацитивни механизми, као и шеста заједничка виртуелна радионица 19.11.2021. године са циљем да се представници регулаторних тела-чланова радне групе ECRB EWG за електричну енергију упознају са детаљима нове верзије Уредбе (ЕУ) 2015/1222 (CACM) за апликацију капацитета и питања загушења.
- У организацији Секретаријата Енергетске заједнице је током 2021. успешно одржана заједничка радионица ECRB-MEDREG око интеграције обновљивих извора електричне енергије и балансирање и покренута је нова активност у оквиру ове подгрупе, да се креира упитник који би се бавио питањима пласирања електричне енергије из обновљивих извора и њиховог третмана у балансног механизму у оквиру Уговорних страна Енергетске заједнице са циљем да се направи извештај који ће приказати упоредну анализу регулаторног третмана обновљивих извора и балансирања обновљивих извора Уговорних страна.
- У оквиру радне подгрупе за регулаторне подстицаје за инвестиције, сагледано је на који начин структура тарифног система може подстаћи климу за инвестиције као заједничка активност са CEER. Током 2021. израђен је заједнички извештај ECRB и CEER по питањима климе за инвестиције на основу упитника које је развио CEER.
 - праћење прекограничне трговине електричном енергијом у југоисточној Европи, сагласно Смерницама ECRB за надзор тржишта југоисточне Европе, коришћењем базе података за надзор тржишта и веб интерфејса платформе (SEEAMMS), чија се администрација одвија по принципу ротације између чланова радне групе уз израду годишњег извештаја о праћењу тржишта, с тим да се у извештају констатује благо побољшање везано за вредности индикатора BCE и TRM, што показује да оператори преносног система Уговорних страна унапређују своје способности, али се констатује да је проблематичан индикатор за критичне елементе мреже (Critical Facilities Indicator) и да нема побољшања везано за индикатор производње (Generation Indicator).
 - уместо извештаја о услагашености Уговорних страна са захтевима из Уредбе о транспарентности ЕУ 543/2013 радна група за електричну енергију ECRB је пратила остварен ниво транспарентности Уговорних страна Енергетске заједнице путем интернет сајта Секретаријата Енергетске заједнице

где се континуирано врши измена података везано за измене објављивања података на платформи ENTSO-E (EMFIP).

- израђен је извештај о надзору велепродајних тржишта електричне енергије сагласно ЕУ пракси (коришћењем индикатора ACER за оцену стања на великопродајном тржишту електричне енергије) за 2019. и 2020. годину, који је објављен у новембру 2021. у оквиру анекса извештаја ACER, и обухватио је 2019/2020. годину, ради упоредног приказа индикатора.
- израда извештаја регулаторног прегледа примене хармонизованих аукционих правила у Уговорним странама Енергетске заједнице на основу улитника;
- израђен је кратак извештај о утицајима високих велепродајних цена на национална тржишта и предузете мере у Уговорним странама Енергетске заједнице у чијој изради су учествовала национална регулаторна тела Уговорних страна са циљем да представља техничку поруку, без претходног одобрења ECRB, и са намером да се такав концепт извештаја редовно објављује ажуриран ради правовременог обавештавања учесника на тржишту о ситуацији на тржишту електричне енергије у Енергетској заједници.

Природни гас (Радна група за природни гас)

- прикупљање података, израда и усвајање извештаја о надзору велетржишта природног гаса у Енергетској заједници за 2020. годину;
- прикупљање и достављање података о велетржишту за потребе израде извештаја ACER о надзору велетрговине;
- прикупљање података о примени мрежног правила о загушењима и израда и усвајање извештаја о загушењима на интерконекторима;
- прикупљање података и израда Извештаја о методологијама и параметрима који се користе за одређивање максимално одобреног прихода оператора транспортних система у Енергетској заједници и Извештаја о условима који постоје у уговорима за стандардне капацитетне производе за непрекидне капацитете у Енергетској заједници;
- прикупљање података, израда и усвајање извештаја о Захтевима за транспарентност оператора транспортних система у Енергетској заједници;
- учешће у раду гасне регионалне иницијативе југ-југоисток (Gas Regional Initiative South South- East; GRI SSE) Европске уније, у којој је у периоду 2016.-2020. година Агенција за енергетику Републике Србије била копредседавајуће регулаторно тело.

Радна група за малопродајно тржиште електричне енергије и природног гаса и заштиту купаца

- израда извештаја о функционисању малопродајних тржишта електричне енергије и природног гаса у Енергетској заједници;
- настављена је сарадња са радном групом CEER која ради на припреми извештаја на тему квалитета испоруке и снабдевања електричном енергијом и природним гасом, који ће укључити и преглед остварених индикатора комерцијалног квалитета;
- у 2021. години је настављена сарадња радних група за тржиште на мало и заштиту потрошача ECRB, CEER и MedReg, одржавањем заједничке радионице на којој су разматране теме везане за развој тржишта на мало, комерцијални квалитет и примену пакета чисте енергије за све Европљане.;
- израђен је извештај који је обрадио правни и регулаторни аспект даљинског грејања у Уговорним странама Енергетске заједнице код којих национални енергетски регулатор има надлежност у тој области и
- усвојен је извештај који је обрадио правни, регулаторни, технички и економски аспект е-мобилности у Уговорним странама Енергетске заједнице.

Радна група за РЕМИТ (Уредба ЕК о интегритету и транспарентности тржишта енергије)

Под окриљем регулаторног одбора Енергетске заједнице у 2019. години је оформљена радна група за РЕМИТ (Уредба ЕК о интегритету и транспарентности тржишта енергије 1227/2011) чији су чланови представници националних регулаторних тела Уговорних страна Енергетске заједнице. Циљ ове групе је да се омогући имплементација адаптиране Уредбе „РЕМИТ“ која је усвојена на шеснаестом Министарском Савету одржаном дана 29.11.2018. године. Регулаторни одбор Енергетске заједнице усвојио је Процедурални акт о раду РЕМИТ Радне групе 7. августа 2020. године којим је уређен начин сарадње и координација активности регулаторних тела Уговорних страна у спровођењу Уредбе РЕМИТ. Овим процедуралним актом успостављен је: 1) основ за координацију националних регулаторних тела Уговорних страна у извршавању њихових задатака сагласно Уредби РЕМИТ; 2) процес сарадње у оквиру Регулаторног одбора Енергетске заједнице (ЕЦРБ) и Радне групе РЕМИТ; 3) формат који користе регулатори у поступку регистрације учесника на тржишту и вођењу регистра; 4) основ за активности које предузима ЕЦРБ у примени Уредбе РЕМИТ и 5) обавеза заштите поверљивост података и информација које размењују национална регулаторна тела.

У складу са одлуком ЕЦРБ о покретању радне групе за РЕМИТ, програм рада радне групе представљен је програмом са четири радне подгрупе:

- "Regulatory guidance on REMIT" (Regulatorne смернице за примену REMIT-a) - Циљ ове радне подгрупе је припрема документа који ће садржати појашњења потребна за примену адаптиране Уредбе REMIT у Енергетској заједници, као и процена могућности да се смернице које је усвојила Агенција за сарадњу европских регулатора у ЕУ примене у Енергетској заједници.
- "Central Registry" (Централни регистар) – Предвиђено је да се у оквиру ове радне подгрупе размотре ИТ и друге могућности за успостављање Централног регистра учесника на велепродајним тржиштима Уговорних страна који би водила Секција Регулаторног одбора Енергетске заједнице, као и могућности да прикупљање буде аутоматизовано;
- "Inside information platform" (Платформа за објављивање инсајдерских информација) – Предвиђено је да се у овој подгрупи размотри и оцени потреба за одређивањем централизоване платформе за објављивање инсајдерских (повлашћених) информација од стране учесника на велепродајном тржишту, с обзиром да примена Уредба REMIT захтева да се овакве информације објављују правомерно и ефективно, "Implementation of REMIT" (Примена уредбе REMIT) – предвиђено је да у овој радној подгрупи Уговорне стране размењују искуства у примени адаптиране Уредбе REMIT као и да редовно извештавају Секцију Регулаторног одбора Енергетске заједнице о активностима које Уговорне стране предузимају на успостављању поверења и транспарентности у функционисању тржишта електричне енергије и природног гаса. У оквиру ове подгрупе предвиђено је да национална регулаторна тела извештавају о кршењу забрана које утврђује Уредба REMIT као и поступцима који су покренути од стране националног регулаторног тела.

Координациона група за информациону безбедност и критичну инфраструктуру у Енергетској заједници (Координациона група CyberCG)

Координациона група CyberCG (Energy Community Coordination Group for Cybersecurity and Critical Infrastructure) има за циљ да подржи и олакша сарадњу између Уговорних страна Енергетске заједнице у обезбеђењу сигурности приликом размене података, односно постизање високог нивоа сигурности информационих система који служе за размену података. У складу са тим, главни задатак CyberCG је дефинисање "критичне инфраструктуре", која представља информациону инфраструктуру која је најподложнија сајбер нападима. Такође, у оквиру ове координационе групе дефинисаће се скуп најважнијих података који се размењују и који су од великог значаја за енергетски сектор, а у циљу заштите ових података.

У оквиру CyberCG предвиђено је да се раде следеће активности:

- идентификација свих енергетских субјеката који врше размену податка (оператор преносног система, оператор дистрибутивног система, снабдевачи, произвођачи, национална регулаторна тела, министарства задужена за област енергетике...), идентификација података и критичне инфраструктуре и др.
- дефинисање стратешких смерница и давање упутстава за заштиту података;
- размена искустава између Уговорних страна Енергетске заједнице и других заинтересованих страна у вези са заштитом податка приликом њихове размене;
- пружање помоћи Уговорним странама Енергетске заједнице у изградњи капацитета за обезбеђивање сигурности података и заштите критичне инфраструктуре и др.

Свака Уговорна страна Енергетске заједнице има своје представнике у CyberCG. Чланови CyberCG су представници министарстава задужених за област енергетике и националних регулаторних тела Уговорних страна, Секретеријата Енергетске заједнице, Европске комисије, Агенције Европске уније за безбедност мрежа и информација (European Union Agency for Network and Information Security – ENISA) и др.

Током 2021. године одржан је један састанак CyberCG координационе групе на којем се причало о раду на новом мрежном правилу за информациону безбедност у енергетском сектору који је у припремној фази, о раду на измени НИС регулативе (*Directive 2016/1148 concerning measures for a high common level of security of network and information systems across the Union*), о раду на предлогу Директиве о отпорности критичне инфраструктуре која је у припремној фази, о обавезама координационе групе за наредну годину, а представљен је и извештај о информационој безбедности у Енергетској заједници за 2021. годину који се односи на све Уговорне стране.

Инфраструктура

Представници Агенције за енергетику Републике Србије учествују у активностима радних група за пројекте од интереса за Енергетску заједницу (тзв. RES/PMI групе за електричну енергију и за природни гас и нафту), које су основане сагласно одредбама одлуке Министарског савета Енергетске заједнице о усвајању Уредбе ЕУ о трансевропским енергетским мрежама²⁵ (Уредба 347/2013– тзв. ТЕН-Е уредба), а чији је циљ израда предлога листе приоритетних гасних и електроенергетских инфраструктурних пројеката (тзв. RES/PMI листа). Ова листа се израђује сваке друге године. Након усвајања листе од стране Министарског савета, ови пројекти се квалификују за олакшице у погледу издавања дозвола, као и регулаторне и финансијске подстицаје (у мери у којој су одредбе ТЕН-Е уредбе пренесене у домаће законодавство). Чланови радних група за електричну енергију и за природни гас и нафту су представници Уговорних страна Енергетске заједнице, представници министарстава задужених за област енергетике, представници регулаторних тела Уговорних страна Енергетске заједнице и промотери пројеката (оператори преносних система електричне енергије, оператори

²⁵ Одршка № 0001508/MC-ENC од 18. 10. 2018. године.

транспортних система природног гаса, оператори складишта природног гаса, оператори транспортних система за нафту и представници пројеката паметних мрежа)

Током 2021. године није спровођена процедура за израду PECO/PMI листе јер је ова процедура спроведена током 2020. године, па се у складу са тим током 2021. године нису одржавали састанци ових радних група.

На последњој усвојеној PECO/PMI листи из 2020. године²⁶ у области електричне енергије се налази пројекат Трансбалкански коридор - 400 kV интерконективни далековод са секцијама:

- 400 kV интерконективни далековод Бајина Башта (РС) - Вишеград (БиХ) - Пљевља (ЦГ) (PECO пројекат);
- 400 kV далековод Пљевља (ЦГ) - Лашва (ЦГ) (PECO пројекат);

У области природног гаса на PECO/PMI листи за 2020. годину се налазе пројекти

- Интерконектор Србија - Северна Македонија (PECO пројекат);
- Интерконектор Бугарска - Србија (PECO);
- Интерконектор Србија - Хрватска (фаза 1, PMI пројекат)

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.

У току 2021. године није било активности Програмских управљачких комитета за прекогранично балансирање и за интеграцију дневних тржишта.

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 гасним инфраструктурним пројектима (којима се диверсификује снабдевање региона гасом) и хармонизације релевантних прописа. Од 2017. године област деловања CESEC иницијативе проширена је и на области тржишта електричне енергије, енергетске ефикасности и обновљивих извора енергије.

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 Републике Србије, 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.

7.2.5.4 Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици

Агенција за енергетику Републике Србије је члан Савета европских енергетских регулатора (Council of European Energy Regulators - CEER), тела чија је мисија да кроз сарадњу независних енергетских регулатора доприноси формирању јединственог, конкурентног и ефикасног тржишта енергије у Европској унији. Генерална скупштина CEER примила је Агенцију за енергетику Републике Србије у својству посматрача у ово тело на седници одржаној дана 12.12.2018. године у Бриселу.

Агенција за енергетику Републике Србије 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

²⁶ Вебска листа приоритетних инфраструктурних пројеката усвојена је Одлуком Министарског савета бр. D020504MC-ENC од 29.12.2020. године

практике регулације (регулација цена, конкуренција и тржиште енергије, лиценцирање, итд.), као и сагледавања могућности њихове примене у Србији, представници Агенције за енергетику Републике Србије су у 2021. години учествовали у активностима ERRA Комитета председавајућих, Комитета за тржиште природног гаса и економску регулацију, Комитета за тржиште електричне енергије и економску регулацију и Комитета за обновљиву енергију.

Агенција за енергетику Републике Србије је члан и један од оснивача сталног Саветодавног Балканског форума националних регулаторних тела балканских земаља (Саветодавни БАФ форум). Саветодавни БАФ форум, у којем учествују Регулаторна комисија за енергетику и водопривреду Републике Бугарске (EWRC), Регулаторно тело за енергетику Републике Грчке (RAE), Агенција за енергетику Републике Србије (AEPС), Регулаторна комисија за енергетику Северне Македоније (ERC), Регулаторна агенција за енергетику Црне Горе (REGAGEN), Регулаторно тело за енергетику Албаније (ERE) и Регулаторне комисије за енергетику Републике Српске (RERS) ће преко Одбора регулатора или ad hoc група, у оквиру својих надлежности обезбедити оквир за разговоре, размену искустава и, када буде могуће, израду заједничких ставова и препорука о регулаторним питањима у области тржишта електричне енергије, природног гаса, воде и отпадних вода у региону. Током 2021. године, радна група из БАФ форума за електричну енергију, радила је на изради извештаја о активностима које спроводе регулаторна тела балканских земаља везано за надзор велепродајног тржишта електричне енергије.

Радна група из Саветодавног БАФ форума за либерализацију тржишта природног гаса је 2021. године радила на изради упитника за прикупљање података о националним тржиштима природног гаса, који ће служити за израду извештаја о гасној привреди и гасним тржиштима чланицама Саветодавног БАФ форума.

7.2.5.5 Европске интеграције

Представници Агенције за енергетику Републике Србије 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 за енергетику Републике Србије учествују 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 2021. годину се одвијало у складу са одобреним Финансијским планом за 2021. годину од стране Народне скупштине („Сл гласник РС“ број 145 од 03.12.2020. године).

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 2020. године Народној скупштини доставила на сагласност Финансијски план за 2021. годину, који је одобрен и усвојен у децембру 2021. године.

У овом извештају је приказано планирано и остварено коришћење средстава по наменама, из прихода добијених, у складу са Законом о енергетици и Финансијским планом и то: из накнаде за трошкове издавања лиценци, дела тарифе за приступ и коришћење система - регулаторне накнаде, и финансијских и осталих прихода.

Табела 8-1: Укупни приходи Агенције у 2021. години

Ред. број.	Приходи	динара		
		Остварено 2020.	План 2021.	Остварено 2021.
1	Приход од лиценци	13.440.586	11.476.683	14.546.588
2	Приход од регулаторне накнаде	184.045.980	195.194.724	209.417.045
3	Пренети вишак прихода из претходне године	0	0	0
4	Приход од донација и рефундација	400.194	780.000	0
5	Финансијски и остали приходи	471.973	360.000	266.356
6	Наплаћена исправљена потраживања	22.381.248	12.434.027	12.434.027
	УКУПАН ПРИХОД	220.739.981	220.245.434	236.664.016

НАПОМЕНЕ О ПРИХОДИМА:

Приходи од накнада за трошкове издавања лиценци у 2021. години су обрачунати према Одлукама о усклађивању висине трошкова за издавање лиценци за обављање енергетских делатности, („Службени гласник РС“ 116/20, која се примењивала до 22.10.2021 г.) и („Службени гласник РС“ 97/21, која се примењивала од 23.10.2021 г.). Овим Одлукама је одређена висина накнаде за трошкове издавања лиценци за поједине енергетске делатности као и висина накнаде за измену решења.

Накнада на име трошкова издавања лиценце се утврђује приликом подношења захтева енергетског субјекта, 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 трошкове издавања лиценци и измену већ издатих решења за 2021. годину у укупном износу од 14.546.588 динара. Приходовано је 136 примљених уплата по поднетим захтевима и издатим обрачунима на име захтева за издавање нових лиценци или измену већ издатих решења, у периоду 01.01.-31.12.2021. године.

У 2021. години, обрачунати приход од накнада за трошкове издавања лиценци је у односу на остварење 2020. године већи за 8%, а у односу на планирани износ за 27%. Анализом кретања прихода по овом основу за период 2016.-2021. године евидентира се континуирано смањење броја поднетих захтева за издавањем лиценци и измена постојећих решења, а самим тим и смањење броја издатих лиценци.

Укупан приход од накнада за лиценце се у 2021. години у односу на 2016. годину смањен је за 63%.

Приход од регулаторне накнаде, односно од дела тарифе за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије, транспорт природног гаса и транспорт нафте нафтоводима, у 2021. години је износио 209.417.045 динара, што чини 88% укупног прихода Агенције (претходне 2020 г. - 83%), односно 94% укупних пословних прихода 2021. године (претходне 2020 г. - 93%). 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 преноса и транспорта.

У обрачуну регулаторне накнаде дошло је до повећања обрачунатих износа 2021. године у односу на 2020. годину за просечно квартално 6.342.766 динара, што је утицало на укупно повећање оствареног прихода у 2021. према 2020. години од 13,8 %, а више од планираног за 2021. годину за 7,3%.

Наиме, Агенција од 2021. године врши наплату регулаторне накнаде по основу Одлуке о изменама и допунама Тарифне методологије за обрачун тарифе за услугу транспорта природног гаса друштва Гастрас д.о.о. Нови Сад, која је донета дана 23.12.2020. године, а на коју је Агенција дала сагласност.

Приходи од рефундација се формирају у висини документованих трошкова службених путовања у иностранство и рефундирају се од стране Секретаријата Енергетске Заједнице из Беча.

Због епидемијске ситуације у протеклом периоду и знатно редукованих путовања од априла 2020. године односно обустављених у 2021. години, приходи по овом основу су значајно смањени, у 2020. години износили су 400.194 динара, док их у 2021. години није било.

Финансијске приходе у износу од 236.304 динара чине приходи по основу остварене камате на депозит по виђењу у пословној банци BANCA INTESA а.д., која се обрачунава месечно на стање динарских средстава на рачуну Агенције.

Остали непословни и ванредни приходи и позитивне курсне разлике, остварени су у укупном износу од 30.052 динара.

Приход од наплаћених исправљених потраживања претходне године у 2021. години у износу од 12.434.027 динара, чине исправљена потраживања 2020. године за регулаторне накнаде ЈП Србијасгас, а која су наплаћена у 2021. години.

Табела В-2: Укупни расходи Агенције у 2021. години

динара

Ред. број	РАСХОДИ	Остварено 2020.	Планирано 2021.	Остварено 2021.
1	Трошкови материјала, горива и енергије	3.148.552	4.963.266	3.800.294
1.1	- трошкови материјала (режијски, канцеларијски, разно)	1.127.555	2.187.828	1.820.445
1.2	- трошкови горива и енергије	2.020.996	2.775.438	1.979.849
2	Трошкови зарада, накнада зарада и остали лични расходи	150.721.430	172.077.131	164.037.084
2.1	- трошкови зарада и накнада зарада (брutto)	125.907.653	139.278.089	135.568.103
2.2	- трошкови доприноса на терет послодавца	20.143.251	22.500.439	21.888.752
2.3	- накнаде по осталим уговорима	1.065.638	1.081.079	1.077.407
2.4	- остали лични расходи и накнаде	3.604.888	9.217.523	5.472.822
3	Трошкови производних услуга	26.064.037	27.966.367	26.162.597
3.1	- трошкови транспортних услуга	1.590.013	2.251.071	1.532.755
3.2	- услуге одржавања	2.917.653	3.629.289	3.208.866
3.3	- закупнине	18.173.466	18.550.080	18.080.900
3.4	- реклама и рекламни материјал	229.080	235.870	239.214
3.5	- остале услуге	3.153.829	3.300.097	3.100.862
4	Амортизација и резервисање за непокретне издатке (ИПА пројекат 2020-2021)	7.524.454	7.811.783	6.530.922
5	Нематеријални трошкови	8.992.817	7.401.887	6.286.864
5.1	- непроизводне услуге	6.305.862	4.391.477	3.594.543
5.2	- репрезентација	442.404	442.751	391.157
5.3	- премије осигурања	445.478	694.823	582.822
5.4	- платни промет	191.892	228.062	190.252
5.5	- чланарине	888.637	907.200	888.838
5.6	- трошкови пореза и накнада	573.255	593.530	633.252
5.7	- остали нематеријални трошкови	145.290	144.044	0
	ПОСЛОВНИ РАСХОДИ	196.451.290	220.220.434	206.917.762
6	Финансијски исправка потраживања и остали расходи	12.480.956	25.000	127.028
	УКУПНИ РАСХОДИ	208.932.246	220.245.434	207.044.789
7	Финансијски резултат - вишак прихода над расходима	11.807.735		29.619.227

НАПОМЕНЕ О РАСХОДИМА

У 2021. години су остварени укупни расходи од 207.044.789 динара, а за 2021. годину су планирани укупни расходи од 220.245.434 динара, што је мање за 13.200.645 динара, или за 6%.

Реализовани укупни расходи у 2021. години су мањи од планираних према следећем:

Расходи материјала, горива и енергије су у 2021. години мањи за 1.162.972 динара, односно за 23,4% у односу на планиране. Аналитички посматрано, ставке ових расхода су мање од планираних, тако да је на име трошкова горива за возила и електричне енергије мање потрошено од планираног 795.589 динара, а на име канцеларијског, режијског и осталог материјала је мање потрошено од планираног 367.383 динара.

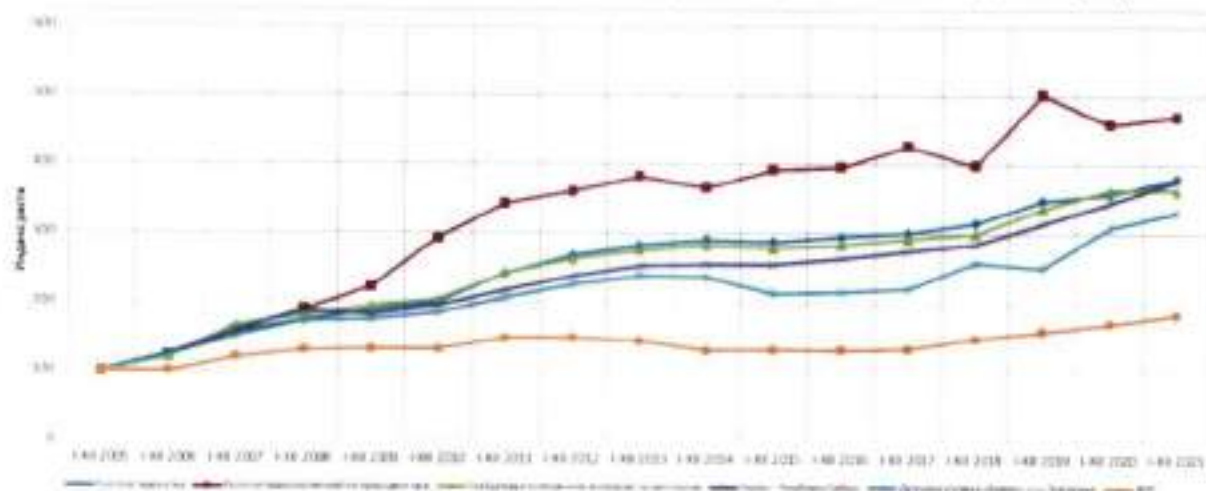
Расходи бруто зарада, доприноса послодавца, уговора о привременим пословима и остали лични расходи и накнаде су мањи од планираних зарада и планираних осталих уговора и накнада личних расхода за 4,7%, односно укупно за 8.040.047 динара, према следећем:

- Расходи бруто зарада, мањи од планираних за 2,6%, укупно за 3.679.986 динара,
- Доприноси послодавца, мањи од планираних за 2,7%, укупно за 611.687 динара,
- Остали лични расходи, мањи од планираних за 40,6%, укупно за 3.744.701 динара.

У групи Остали лични расходи запослених (трошкови службених путовања у земљи и иностранству, превоз, помоћ и друга давања запосленима, отпремнине и јубиларне награде), највећа разлика је код трошкова хотела, трошкова дневница и трошкова превоза у иностранству, због мањег обима остварених службених путовања у односу на планирана путовања за 2021. годину.

Један од највећих проблема са којима се већ више година сучава Агенција је недостатак квалитетних кадрова (укупно 11 запослених је напустило Агенцију од почетка њеног рада) и спорији 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 поверених Агенцији.

У циљу превазилажења потешкоћа услед повећаног обима посла и малог броја запослених, а и у циљу побољшања старосне структуре запослених у 2021. години су дошла 3 радника са ВСС (од тога 2 приправника).



Слика 8-1: Базни индекс кретања просечних годишњих нето зарада 2005.=100

На крају 2021. године Агенција има укупно 46 стално запослених, укључујући и чланове Савета

Табела 8-3: Квалификациона структура стално запослених

Стручна спрема	Стање 31.12.2020.		План 2021.		Стање 31.12.2021.	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
Доктори наука	5	11,1	5	9,1	4	11,1
Магистри	1	2,2	1	1,8	1	2,2
Висока стручна спрема	34	75,6	35	60	36	75,6
Виша стручна спрема	0	0	0	0	0	0
Средња стручна спрема	4	8,9	4	7,3	4	8,9
Ниска стручна спрема	1	2,2	1	1,8	1	2,2
Укупно	45	100	46	100	46	100

Поред високе квалификационе структуре, за Агенцију је карактеристична и виша просечна старост запослених тако да на дан 31.12.2021. године 63% запослених остварује радни стаж преко 20 година. У мери, у којој је оваква старосна структура запослених и очекивана, имајући у виду природу високо специјализованог посла којим се Агенција бави, као и одговарајућег захтева за искуством приликом пријема запослених, она указује и на потребу подмлађивања запослених у наредном периоду како би се обезбедио континуитет рада Агенције.

Табела 8-4: Структура запослених по радном стажу

Радни стаж	Стање 31.12.2020.		План 2021.		Стање 31.12.2021.	
	број	учешће у %	број	учешће у %	број	учешће у %
до 5 год.	0	0	2	4,4	2	4,3
од 6 - 10 год.	2	4,44	3	6,5	2	4,3
од 11 - 15 год.	2	4,44	6	13,0	3	6,5
од 16 - 20 год.	10	22,22	10	21,7	10	21,7
од 21 - 25 год.	9	20	10	21,7	9	19,8
од 26 - 30 год.	10	22,22	2	4,4	10	21,7
од 31 - 35 год.	4	8,89	8	17,4	4	8,7
> 35 год.	8	17,78	5	11,5	6	13,0

Трошкови производних услуга су у укупном износу мањи од планираних за 2021. годину за 6,4%, односно у апсолутном износу за 1.803.770 динара. На овакво кретање трошкова, највише су утицали трошкови транспортних услуга који су мањи за 31,9%, односно укупно за 718.316 динара. Такође, и трошкови закупнине пословног простора су мањи од планираних за 2,5%, односно у апсолутном износу за 469.180 динара. Услуге одржавања су мање од планираних за 11,6%, односно у апсолутном износу за 420.423 динара. Остале услуге које обухватају комуналне услуге, услуге штамларија, објава огласа и друге, укупно су мање од планираних за 6%, односно у апсолутном износу за 199.195 динара.

Амортизација и резервисања су обрачунати сходно одговарајућој рачуноводственој политици и важећим стопама, и они су мањи од планираних за 9,6% односно у апсолутном износу за 700.861 динара.

Одступање планиране и остварене амортизације је настало због разлике у динамичи набавке опреме и нематеријалне имовине, односно због реализације већих набавки основних средстава на крају пословне године, а што је у крајњој линији подразумевало почетак обрачуна амортизације у наредној години.

Нематеријални трошкови су мањи за целу групу у односу на планиране износе, за 1.115.023 динара, односно за 15,1%. У овој групи трошкова ћемо образложити само оне где су већа одступања од плана.

Непроизводне услуге су мање од планираних за 18,1%, а веће одступање бележимо на следећим позицијама:

- Трошкови семинара и котизација су мањи од планираних за 50% односно за 337.208 динара, како због редукованог личног учествовања кадрова Агенције на стручним скуповима, тако и због нижих цена котизације за одржавање „online“ вебинара у условима отежане епидемиолошке ситуације, током целе године.
- Трошкови здравствених услуга (годишњи систематски преглед запослених) су мањи од очекиваних и планираних за 165.700 динара.
- Трошкови стручног усавршавања су мањи од очекиваних и планираних за 31,4% односно у износу од 95.400 динара, због планираних, а нереализованих стручних обука кадрова Агенције у иностранству (СЕЕР Брисел).

Трошкови репрезентације, премија осигурања, платног промета и чланарина у укупном износу су мањи од очекиваних и планираних за 213.766 динара, односно за 9,4%.

Трошкови негативних курсних разлика, трошкови расхода опреме, судских спорова и остали непословни расходи на дан 31.12.2021. су реализовани у износу од 127.028 динара.

Резултат пословања:

На дан 31.12.2021. године исказан је вишак прихода над расходима од 29.619.227 динара, од чега се 50% остварене добити у износу од 14.809.613 динара преноси у финансијски план за наредну годину.

Ради обезбеђења континуираног и поузданог рада Агенције, кумулирани износи реализованог вишка прихода над расходима из ранијих година, као и 2021. године, представљају адекватну резерву у оперативном расположивим новчаним средствима и једини облик билансне ставке „Капитал“. Тиме се постиже одређена сигурност у пословању Агенције, у условима када у датим законским оквирима не постоје други извори финансирања на које се може рачунати у пословању Агенције.

Сопствена улагања у опрему и софтвер. Агенција нема непокретне имовине, а покретну имовину чини канцеларијски намештај, ситни инвентар, ИТ и возила и која су је набављена из средстава донације приликом оснивања Агенције или из сопствених средстава. Прибављање средстава из донације извршила је Европска

агенција за реконструкцију (ЕАР) у 2005 и 2006. години на начин и по поступку утврђеном прописима Европске Уније (јавни тендер), која је закључила уговор о њиховој куповини.

У пословним књигама Агенције ова средства се воде као опрема и возила из донације.

Агенција је из сопствених средстава набављала опрему у периоду 2007.–2021. године, како је наведено у Табели 8-5; набавке су реализоване, увек, у складу са планом набавки и Законом о јавним набавкама и то, углавном, ради замене дела отписаних основних средстава, пре свега рачунарске опреме.

Табела 8-5: Набавка разне опреме и софтвера у Агенцији

Набавка	000 динара							
	2007-2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.
Путничка возила	13.418	0	0	0	2.694	4.535	0	0
Рачунарска опрема, софтвер, мрежа	41.298	2.877	3.637	4.149	2.890	6.862	4.726	4.670
Канцеларијски намештај и разна опрема	6.460	0	887	321	585	462	840	843
Телефони, телефонска централа, контрола приступа	3.697	287	400	302	207	454	531	291
Видео надзор, мрежа	1.060	0	0	0	0	0	0	0
Укупно	65.934	3.165	4.924	4.772	6.376	12.113	6.097	5.804

Неотписана-садашња вредност материјалне и нематеријалне имовине на дан 31.12.2021. године, износи 20.932.864 динара, што чини 57% набавне вредности активних, неотписаних средстава, али 30% 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.

Од укупно 949 ставки опреме и софтвера, које су у употреби у Агенцији, књиговодствено неотписаних је 430 ставки средстава.

Сходно законској обавези, у складу са Законом о енергетици, извршена је ревизија годишњег финансијског извештаја за 2021. годину од стране овлашћеног ревизора. По мишљењу ревизора финансијски извештај приказује истинито и објективно, по свим материјално значајним аспектима, финансијске позиције Агенције на дан 31. децембра 2021. године, као њене финансијске успешности за годину завршену на тај дан у складу са рачуноводственим прописима важећим у Републици Србији.

Садржај табела

Табела 1-1	Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за 2016 - 2020	5
Табела 3-1	Капацитети за производњу електричне енергије у 2021. години (без АПКМ)	14
Табела 3-2	Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на преносни систем у 2021. години (без АПКМ)	14
Табела 3-3	Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на дистрибутивни систем у 2021. години (без АПКМ)	15
Табела 3-4	Подаци о преносном систему ЕМС АД на крају 2019. године (без АПКМ)	15
Табела 3-5	Дужина водова у власништву ОДС на крају 2021. године (без АПКМ)	16
Табела 3-6	Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2012-2021. (без АПКМ)	17
Табела 3-7	Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа преносном систему	20
Табела 3-8	Тарифе за приступ преносном систему усвојене у 2021. години	20
Табела 3-9	Остварене просечне цене приступа преносном систему	20
Табела 3-10	Укупан годишњи износ за обезбеђење системских и помоћних услуга	22
Табела 3-11	Средње месечне вредности NTC за смер улаза у Србију у 2021. години	23
Табела 3-12	Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2021. години	23
Табела 3-13	Подаци о заједничким годишњим аукцијма прекограничних преносних капацитета у 2021. години	24
Табела 3-14	Подаци о заједничким месечним аукцијма прекограничних преносних капацитета у 2021. години	25
Табела 3-15	Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2010-2021.	25
Табела 3-16	Улазне и излазне придаљене прекограничне трансакције по границама за 2021. години	26
Табела 3-17	Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2021. години	26
Табела 3-18	Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ)	26
Табела 3-19	Транзит електричне енергије по месецима у току 2021. године (физички токови)	26
Табела 3-20	Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ)	27
Табела 3-21	Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ)	29
Табела 3-22	Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему	30
Табела 3-23	Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2012-2021.	31
Табела 3-24	Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2012. до 2021.	34
Табела 3-25	Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2021. години	39
Табела 3-26	Структура потрошње електричне енергије у периоду 2012-2021.	40
Табела 3-27	Број места испоруке у 2020. и 2021. години	41
Табела 3-28	Продаја електричне енергије на малопродајном тржишту у периоду 2019-2021. година	41
Табела 3-29	Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту	42
Табела 3-30	Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)	42
Табела 3-31	Тарифе за категорију купца широка потрошња по зонама потрошње	43
Табела 3-32	Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту	48
Табела 3-33	Остварене количине продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту – по снабдевачима у 2021. години	48
Табела 3-34	Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)	48
Табела 3-35	Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце	49
Табела 3-36	Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању	50
Табела 3-37	Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)	50
Табела 3-38	Укупно остварене просечне годишње цене за регулисаном тржиште, слободном тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)	50
Табела 3-39	Преглед и структура остварених просечних годишњих цена у 2021. години по активностима	51
Табела 3-40	Промена снабдевања по мерним местима у 2021. години	51
Табела 3-41	Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2012 - 2021. година	57
Табела 3-42	Зактеви за прикључење по напоњским нивоима и укупно у 2021. години	61
Табела 3-43	Прикључење објеката/мерних места по напоњским нивоима у 2021. години	61
Табела 3-44	Отпуштене цене за повлашћене произвођаче електричне енергије	65
Табела 3-45	Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2021. години	66
Табела 3-46	Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2016-2021. године	66
Табела 3-47	Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача у 2021. години	66
Табела 3-48	Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2017-2021. године	66
Табела 3-49	Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2021. годину	69
Табела 3-50	Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напоњском нивоу за 2021. годину	69
Табела 3-51	Планирана и реализована вредност инвестиција у развој дистрибутивне мреже према типу активности за 2021. годину	70
Табела 3-52	Планирана и реализована вредност инвестиција у развој дистрибутивне мреже према напоњском нивоу за 2021. годину	70
Табела 3-53	Напредна бројила у преносном систему	71
Табела 3-54	Напредна бројила у дистрибутивном систему	72
Табела 4-1	Производња природног гаса у Србији у периоду 2012 - 2021. година	74
Табела 4-2	Дужина транспортних гасовода у Србији у периоду 2012 - 2021. година	74
Табела 4-3	Значајне техничке карактеристике транспортног система	75
Табела 4-4	Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2014 - 2021. година	77
Табела 4-5	Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке на крају 2021. године	77
Табела 4-6	Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2020. и 2021. години	79
Табела 4-7	Број места испоруке на крају 2020. и 2021. године	79
Табела 4-8	Структура потрошње у 2020. и 2021. години	79
Табела 4-9	Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса	82
Табела 4-10	Транспортна Србија у периоду 2017 - 2021. година	84
Табела 4-11	Просечна одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса	87
Табела 4-12	Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2018-2021. година	88
Табела 4-13	Однос регулисаног и слободног тржишта по дистрибутивним системима у зависности од броја места испоруке	89
Табела 4-14	Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту)	91
Табела 4-15	Продаја природног гаса крајњим купцима у 2020. и 2021. години	92
Табела 4-16	Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање	93
Табела 4-17	Прекиди на транспортним системима према узроцима	99
Табела 4-18	Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за непланиране прекиде	100
Табела 4-19	Сумарни показатељи непрекидности на дистрибутивним системима за планиране прекиде	100

Табела 4-20	Сумарни показатељи негредивности на дистрибутивним системима	100
Табела 4-21	Захтеви за прикључење	101
Табела 4-22	Прикључење објеката	101
Табела 5-1	Цена приступа систему	109
Табела 5-1	Укупан месечни приход домаћинства као услов за стицање статуса енергетски угроженог купаца у 2021. години	116
Табела 5-2	Максимално право на умањење месечне обавезе за потрошене количине	117
Табела 5-3	Право на умањење месечног рачуна у зависности од потрошње	117
Табела 5-4	Остварено право на умањење рачуна у 2021. години	117
Табела 5-5	Преглед енергетски угрожених купаца електричне енергије по месецима 2021. године	118
Табела 5-6	Преглед броја примасаоца коначне социјалне помоћи у 2021. години	119
Табела 6-7	Преглед броја примасаоца денјег додатно у 2021. години	119
Табела 7-1	Поднети захтеви и одобрене лиценце у 2021. години по делатностима	128
Табела 7-2	Број тужби поднетих Врховном/Управном суду РС против одлука Агенције донетих у другом степеноу 2008-2021	133
Табела 8-1	Укупни приходи Агенције у 2021. години	139
Табела 8-2	Укупни расходи Агенције у 2021. години	141
Табела 8-3	Квалификациона структура стално запослених	142
Табела 8-4	Структура запослених по радном стажу	143
Табела 8-5	Набавна разне опреме и софтвера у Агенцији	144

Садржај слика

Слика 1-1	Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2020.	5
Слика 1-2	Структура финалне потрошње (без неенергетске потрошње) у 2019.	6
Слика 2-1	Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2021. години	9
Слика 2-2	Продаја природног гаса на слободном и регулисаном тржишту у 2021. години	11
Слика 3-1	Организациона структура електроенергетског сектора на крају 2021. године	12
Слика 3-2	Структура производних капацитета у 2021. години (без АПКМ)	14
Слика 3-3	Производња, унос и бруто потрошња у Србији у 2021. години (без АПКМ)	16
Слика 3-4	Структура производње у 2021. години (без АПКМ)	17
Слика 3-5	Структура цене преноса (€/MWh) у 2021. години	21
Слика 3-6	Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2021. години	30
Слика 3-7	Шема тржишта електричне енергије на крају 2021. године	33
Слика 3-8	Количине електричне енергије по активностима снабдевана током 2020. и 2021. године	34
Слика 3-9	Унос, извоз и транзит снабдевана у 2021. години	38
Слика 3-10	Куповина/продаја између снабдевана: односно између снабдевана и ЈП ЕПС у 2021. години	39
Слика 3-11	Структура потрошње електричне енергије у Србији у периоду 2012-2021. (без АПКМ)	40
Слика 3-12	Цене електричне енергије за домаћинства – друга половина 2021. године	44
Слика 3-13	Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. године	45
Слика 3-14	Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2021. године сведена на паритет куповне моћи	46
Слика 3-15	Цене електричне енергије за индустрију – друга половина 2021. године	47
Слика 3-16	Просечно трајање прекида капацитета	58
Слика 3-17	Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида за све кориснике преносног система у 2021. години	58
Слика 3-18	Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида за кориснике преносног система (узрок реверзибилних хидроелектрана, охладних и пуњачно-акумулационих постројења) у 2021. години	59
Слика 3-19	SAIFI и SAIDI за период 2017. - 2021. година	59
Слика 3-20	Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2021. годину	60
Слика 3-21	Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2021. години	62
Слика 4-1	Организациона структура сектора природног гаса на крају 2021. године	73
Слика 4-2	Транспортни систем природног гаса Републике Србије	76
Слика 4-3	Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2021. години	80
Слика 4-4	Шема тржишта природног гаса на крају 2021. године	88
Слика 4-5	Однос регулисаног и слободног тржишта по дистрибутивним системима у зависности од количина	90
Слика 4-6	Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање	94
Слика 4-7	Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијас на дан 31. 12. 2021.	94
Слика 4-8	Цене природног гаса за домаћинства – друго полугодје 2021. године	95
Слика 4-9	Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2021. године	96
Слика 4-10	Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2021. године сведена на паритет: куповне моћи	97
Слика 4-11	Цене природног гаса за индустрију – друго полугодје 2021. године	98
Слика 5-1	Типови увезене сирове нафте у 2021. години	105
Слика 5-2	Рафинерска преида сирове нафте у Србији у периоду 2015. -2021. године	106
Слика 5-3	Транспортоване количине сирове нафте нафтловом Транснафта у периоду 2007 – 2021. године	108
Слика 5-4	Број активних лиценци за делатност трговине нафтом, дериватима нафте, биогоривима, биотеностима, ХПГ, УПГ и водоником у периоду 2010-2021. године	111
Слика 5-5	Учешће компанија на малопродајном тржишту моторних горива према броју станица у 2021. години	112
Слика 7-1	Институције Енергетске заједнице	133
Слика 8-1	Базни индекс кретања просечних годишњих нето зарада 2005 =100	142

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
ДС	Дистрибутивни систем
ЕкЗ	Енергетска заједница
ECRB	Регулаторни одбор ЕкЗ
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
тисе	Милон 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
МРЕ	Министарство рударства и енергетике
НИС	Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д.
РС	Република Србија
УНММК	Привремена управа Уједињених нација на Косову (УНММК - 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

Tel: + 381 11 6350130;

Fax: + 381 11 6350180

E mail: aers@aers.rs

URL: www.aers.rs