

ПРИМЉЕНО: 27.05.2021

АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ:
Број: 263/2021-Д-1/2
Датум: 27. мај 2021. године
Београд, Теразије 5/У

Орг. јед.	Број	Прилог	Вредност
03	02-926	121	

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 2020. 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 144. седници од 27. маја 2021. године.

Такође вас обавештавамо да је у складу са чланом 48. став 5. Закона о енергетици извршена и ревизија финансијског извештаја за 2020. годину, што потврђујемо Извештајем независног ревизора који достављамо у прилогу ово дописа.

Прилог: као у тексту

Достављено:
-Наслову
-Архиви

ПРЕДСЕДНИК САВЕТА

Дејан Поповић



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ
Број: 263/2021-Д-И/1
Датум: 27.05.2021. године
Београд, Теразије 5/V

На основу члана 39. Закона о енергетици („Службени гласник Републике Србије“ број 145/14, 95/18 и 40/21) и члана 12. став 1. тачка 5) Статута Агенције за енергетику Републике Србије, Савет Агенције за енергетику Републике Србије, на 144. редовној седници од 27.05.2021. године, донео је:

ОДЛУКУ

1. Усваја се Извештај о раду Агенције за енергетику Републике Србије за 2020 годину, који садржи Извештај о раду и финансијском пословању Агенције и Извештај о стању у енергетском сектору Републике Србије у оквиру надлежности Агенције.
2. Извештај о раду Агенције за енергетику Републике Србије за 2020. годину доставити Народној скупштини Републике Србије, у смислу одредаба члана 39. став 6. Закона о енергетици.

ПРЕДСЕДНИК САВЕТА

Дејан Поповић



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 2020. године, биланс успеха, извештај о осталом резултату, извештај о променама на капиталу и извештај о токовима готовине 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 2020. године и његове финансијске успешности и токова готовине 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.

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.

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

(наставља се)

ИЗВЕШТАЈ НЕЗАВИСНОГ РЕВИЗОРА

Савету Агенције за енергетику Републике Србије, Београд (наставак)

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.


Nataša Milojević
Наташа Милојевић
Овлашћени ревизор
Косовска 1, 11000 Београд
20. мај 2021. године



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

2020

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ
АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
ЗА 2020. ГОДИНУ



АГЕНЦИЈА ЗА ЕНЕРГЕТИКУ
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ ЗА ЕНЕРГЕТИКУ ЗА 2020. ГОДИНУ

Извештај о стању у енергетском сектору Србије

*

Извештај о раду
и финансијском пословању Агенције

Београд, мај 2021.

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	18
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	32
3.6.1 Билатерално тржиште електричне енергије	33
3.6.1.1 Велепродајно тржиште	33
3.6.1.1.1 Активности снабдевача	34
3.6.1.2 Малопродајно тржиште	39
3.6.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима	39
3.6.1.2.2 Продаја електричне енергије крајњим купцима	40
3.6.1.2.3 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту	41
3.6.1.2.4 Продаја електричне енергије на слободном тржишту	46
3.6.1.2.5 Промена снабдевача	50
3.6.2 Гаранције порекла	51
3.6.3 Балансно тржиште електричне енергије	51
3.6.4 Организовано тржиште електричне енергије	52
3.6.5 Транспарентност	52
3.6.6 Регионално повезивање	53
3.7 ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	55
3.7.1 Непрекидност испоруке електричне енергије	55

3.7.1.1	Непрекидност испоруке са преносне мреже	55
3.7.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже	57
3.7.2	Квалитет електричне енергије	58
3.7.3	Комерцијални квалитет	59
3.7.3.1	Прикључење, обустава и искључење	59
3.7.3.2	Мерење и обрачун	60
3.7.3.3	Отклањање техничких сметњи у испоруци	60
3.7.3.4	Корисничке услуге	61
3.8	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ЕЛЕКТРИЧНОМ ЕНЕРГИЈОМ	61
3.8.1	Прогноза потрошње	61
3.8.2	Производне могућности	61
3.8.3	Коришћење обновљивих извора енергије	62
3.8.4	Изградња нових преносних капацитета	65
3.8.5	Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система	67
3.8.6	Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи	68
3.8.7	Напредни мерни системи	68
4.	ПРИРОДНИ ГАС	70
4.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ	70
4.1.1	Организациона и власничка структура	70
4.1.2	Капацитети за производњу, транспорт, дистрибуцију и складиштење	71
4.1.2.1	Производња	71
4.1.2.2	Транспорт	71
4.1.2.3	Дистрибуција	73
4.1.2.4	Складиштење	74
4.2	ОСТВАРЕНА ПОТРОШЊА И ИЗВОРИ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ	75
4.3	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА	76
4.3.1	Раздвајање оператора транспортног система	77
4.3.2	Регулација цена	78
4.3.2.1	Трошкови прикључења на систем	78
4.3.2.2	Цене приступа систему	78
4.3.2.3	Цене нестандартних услуга	78
4.3.3	Приступ прекограничним капацитетима	79
4.3.3.1	Додела капацитета на интерконективним водовима и управљање загушењима	79
4.3.4	Транспортоване количине природног гаса	80
4.3.5	Балансирање	80
4.4	РЕГУЛАЦИЈА ОПЕРАТОРА ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	81
4.4.1	Раздвајање оператора дистрибутивног система	81
4.4.2	Регулација цена	81
4.4.2.1	Трошкови прикључења на систем	81
4.4.2.2	Цене приступа систему	82
4.4.2.3	Цене нестандартних услуга	83
4.4.3	Дистрибуирана количина природног гаса	83
4.5	ТРЖИШТЕ ПРИРОДНОГ ГАСА	84
4.5.1	Велепродајно тржиште	86
4.5.1.1	Снабдевање снабдевача	86
4.5.1.2	Регионално повезивање	86
4.5.2	Малопродајно тржиште	86
4.5.2.1	Продаја природног гаса на регулисаном тржишту	89
4.5.2.2	Промена снабдевача	95
4.6	ПРАЋЕЊЕ И РЕГУЛАЦИЈА КВАЛИТЕТА ИСПОРУКЕ И СНАБДЕВАЊА	95
4.6.1	Непрекидност испоруке	95
4.6.1.1	Непрекидност испоруке са транспортних система	95
4.6.1.2	Непрекидност испоруке са дистрибутивних система	96
4.6.2	Комерцијални квалитет	97
4.6.2.1	Прикључење, обустава и искључење	97

4.6.2.2	Пристап систему.....	97
4.6.2.3	Мерење и обрачун.....	97
4.6.2.4	Кориснички сервис.....	98
4.7	СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ.....	98
4.7.1	Прогноза потрошње природног гаса.....	98
4.7.2	Пројекти за повећање сигурности снабдевања.....	98
5.	СИРОВА НАФТА, ДЕРИВАТИ НАФТЕ, БИОГОРИВА И КОМПРИМОВАНИ ПРИРОДНИ ГАС	99
5.1	СТРУКТУРА СЕКТОРА И КАПАЦИТЕТИ.....	99
5.1.1	Организациона и власничка структура нафтнoг сектора.....	99
5.2	КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ И ТРАНСПОРТ.....	99
5.2.1	Производња нафте, деривата нафте и биогорива.....	99
5.2.2	Транспорт нафте и деривата нафте.....	101
5.3	РЕГУЛАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СУБЈЕКТА ЗА ТРАНСПОРТ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА.....	102
5.3.1	Раздвајање енергетског субјекта за транспорт нафте и нафтних деривата.....	102
5.3.2	Пристап систему за транспорт нафте и нафтних деривата.....	102
5.3.3	Цене приступа систему.....	103
5.4	ТРЖИШТЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ.....	103
5.4.1	Велепродајно тржиште.....	104
5.4.2	Малопродајно тржиште.....	105
6.	ДЕЛАТНОСТИ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА И ЗАШТИТА КУПАЦА	107
6.1	ДЕЛАТНОСТ ОД ОПШТЕГ ИНТЕРЕСА.....	107
6.2	ЗАШТИТА КУПАЦА.....	107
6.2.1	Регулација цена снабдевања за домаћинства и мале купце.....	107
6.2.2	Права крајњег купца на пристап подацима о сопственој потрошњи.....	108
6.2.3	Промена снабдевача.....	108
6.2.4	Општи услови и квалитет испоруке и снабдевања.....	108
6.2.5	Решавање жалби и помоћ у поступку посредовања.....	109
6.2.6	Посебни видови заштите енергетски најугроженијих купаца.....	109
7.	ИЗВЕШТАЈ О РАДУ АГЕНЦИЈЕ	116
7.1	Основни подаци о Агенцији.....	116
7.1.1	Оснивање и делокруг рада Агенције.....	116
7.1.2	Организација Агенције.....	118
7.1.3	Независност и одговорност.....	118
7.2	Активности Агенције у 2020. години.....	120
7.2.1	Лиценцирање енергетских субјеката.....	120
7.2.2	Регулација цена.....	121
7.2.3	Надзор над тржиштем електричне енергије и природног гаса.....	122
7.2.4	Одлучивање по жалбама.....	124
7.2.5	Међународне активности.....	125
7.2.5.1	Атински процес и Регулаторни одбор Енергетске заједнице (ECRB).....	125
7.2.5.2	Берлински процес - иницијатива „Западни Балкан 6“ (WB6).....	129
7.2.5.3	CESEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) иницијатива.....	129
7.2.5.4	Учешће у асоцијацијама регулатора у енергетици.....	130
7.2.5.5	Европске интеграције.....	130
8.	ИЗВЕШТАЈ О ФИНАНСИЈСКОМ ПОСЛОВАЊУ АГЕНЦИЈЕ	131
	САДРЖАЈ ТАБЕЛА.....	137
	САДРЖАЈ СЛИКА.....	138
	СКРАЋЕНИЦЕ И СТРАНИ ИЗРАЗИ.....	139
	КОНВЕРЗИОНИ ФАКТОРИ ЗА ЈЕДИНИЦЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	139

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 2020. години одржано је укупно 40 седница Савета Агенције за енергетику Републике Србије. Све одлуке о питањима из делокруга рада Агенције, у складу са Законом, доноси Савет Агенције. На 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 Агенције за енергетику Републике Србије је у 2020. 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 2020. години је била задовољавајућа, што је било од посебног значаја у условима пандемије. Укупна потрошња електричне енергије у 2020. години је била на нивоу потрошње у 2019. години. Повећана је потрошња у домаћинствима за 2,8% и код купаца на високом напону за 0,6%, а смањена је потрошња у индустрији, код купаца на средњем напону за 0,4% и код купаца на ниском напону за 5,8%, а за потребе производње у термоелектранама и хидроелектранама, потрошња је смањена за 8,1%. Укупна производња електричне енергије у 2020. години је била већа за 2% у односу на 2019. годину (при чему је производња у термоелектранама на угљь била већа за око 5%, а у хидроелектранама повезаним на преносни систем је производња била мања за 4,7% електричне енергије због неповољнијих хидролошких услова, док је у ветроелектранама повезаним на преносни система произведено 9%, а у електранама повезаним на дистрибутивни систем произведено је 13,2% више електричне енергије). У 2020. години извоз електричне енергије је за 264 GWh био већи од увоза. Потрошња природног гаса у 2020. години повећана је за 6,7% у односу на 2019. годину. Потрошња природног гаса је порасла код свих категорија потрошње, а највише у домаћинствима за 18,8%. Раст потрошње у домаћинствима указује да је природни гас конкурентан енергент.

Од укупног обима продаје, на слободном тржишту, продато је у 2020. години 48,6% електричне енергије (у 2019. години 49,2%) и 82,9% природног гаса (у 2019. години 84,1%). Домаћинства су у занемарљивом броју (148 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 започет са реализацијом, као и изградња ТЕ-ТО Панчево. На преносну мрежу током 2020. 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 2020. године било прикључено 328 малих електрана укупне инсталисане снаге 212 MW. У 2020. години, производња електричне енергије из обновљивих извора прикључених на преносни и дистрибутивни систем је износила 10.872 GWh, што је 32,1% бруто потрошње електричне енергије.

Прелиминарни Национални 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 привредног друштво „Гастрас 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 транспортовати 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. Прве количине гаса за тржиште у Србији су из правца Бугарске допремљене овим гасоводом почетком 2021. године. 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, добијене је грађевинска дозвола и пројекат за извођење, док у 2020. години није било значајнијих активности на реализацији овог гасовода.

Низак степен гасификације домаћинства (око 10% 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 транспорт и дистрибуцију природног гаса, током 2020. године се нису мењале.

За одржив развој енергетских система је веома важна адекватна дугорочна политика регулисаних цена, предвидива за купце и инвеститоре. Неизоставан предуслов за промене регулисаних цена електричне енергије за домаћинства је повећање броја заштићених социјално угрожених купаца, јер је и у 2020. години број заштићених купаца који су користили право на умањење рачуна био око 72.000, 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 2020. години је дошло до повећања губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2019. години повећани за 0,20% и износе 11,95% 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.

ЈП ЕМС АД је у 2020. 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 2020. године је за 11% 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 2020. години показатељи за непланиране прекиде испоруке електричне енергије у преносном и дистрибутивном систему су незнатно лошији у поређењу са 2019. годином. Показатељи непрекидности испоруке су и даље знатно лошији од европског просека.

Прикупљање података о квалитету испоруке природног гаса се спроводило и у 2020. години, тако да су сви енергетски субјекти обезбедили и Агенцији доставили тражене податке. На транспортним системима у 2020. години није било непланираних прекида, док је у дистрибутивним системима највећи број непланираних прекида био последица деловања трећих лица.

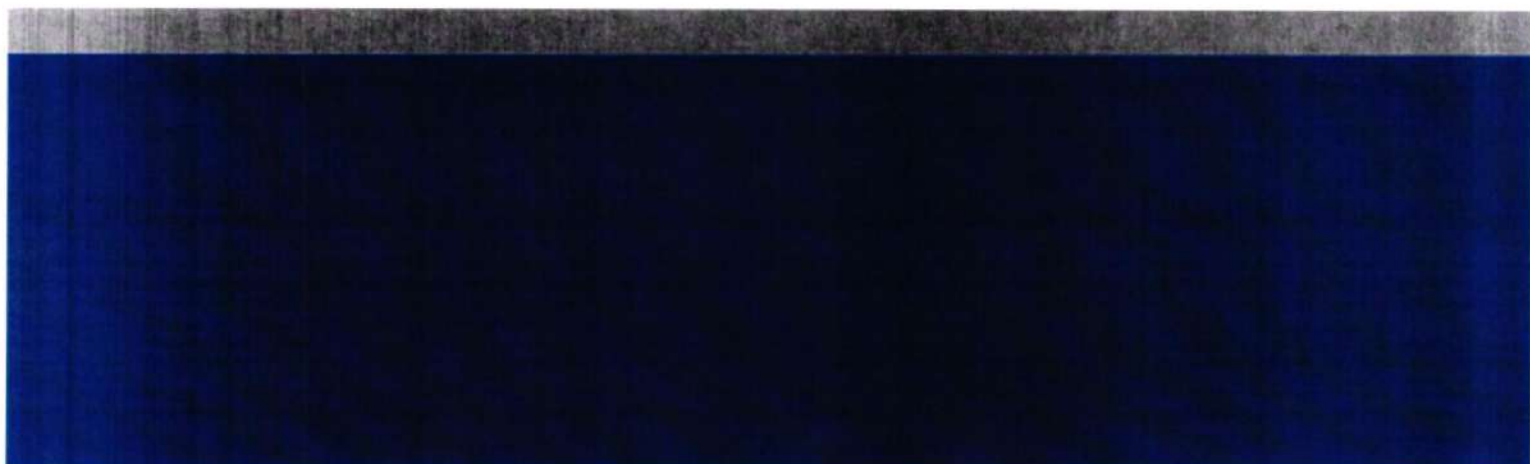
У 2020. години примљено је у Агенцији укупно 356 поднесака, који су се углавном односили на рад и поступање енергетских субјеката из различитих домена њиховог пословања. Агенција је све примљене притужбе обрадила и доставила одговоре њиховим подносиоцима, уз прослеђивање предмета када је то потребно, 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 ванредног стања и за све време примене мера за спречавање ширења заразне болести COVID-19 обезбедила да се сви прописани поступци спроведу у законском року, као и да је благовремено обављала све друге послове из свог делокруга.

Савет Агенције за енергетику Републике Србије

мај 2021. године

ИЗВЕШТАЈ О СТАЊУ У
ЕНЕРГЕТСКОМ СЕКТОРУ СРБИЈЕ



1. ЕНЕРГЕТСКЕ ПОТРЕБЕ СРБИЈЕ

Потрошња примарне енергије у Србији, без Аутономне покрајине Косово и Метохија (АПКМ¹) је у 2019. години била 15,42 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.

Овде су приказани последњи доступни подаци о укупној потрошњи примарне и финалне енергије и други са енергетиком повезани битни подаци (а то је углавном 2019. година) и поређења са Европском унијом.

У 2019. години, енергетска нето увозна зависност Србије је била 35,6%, што је ниже од велике већине европских земаља (Европска унија 57,8%). Увозна зависност Србије је смањена у односу на претходну деценију највише захваљујући повећаној домаћој производњи нафте и природног гаса, које су повећаване до 2013. године. Од тада, увозна зависност поново расте.

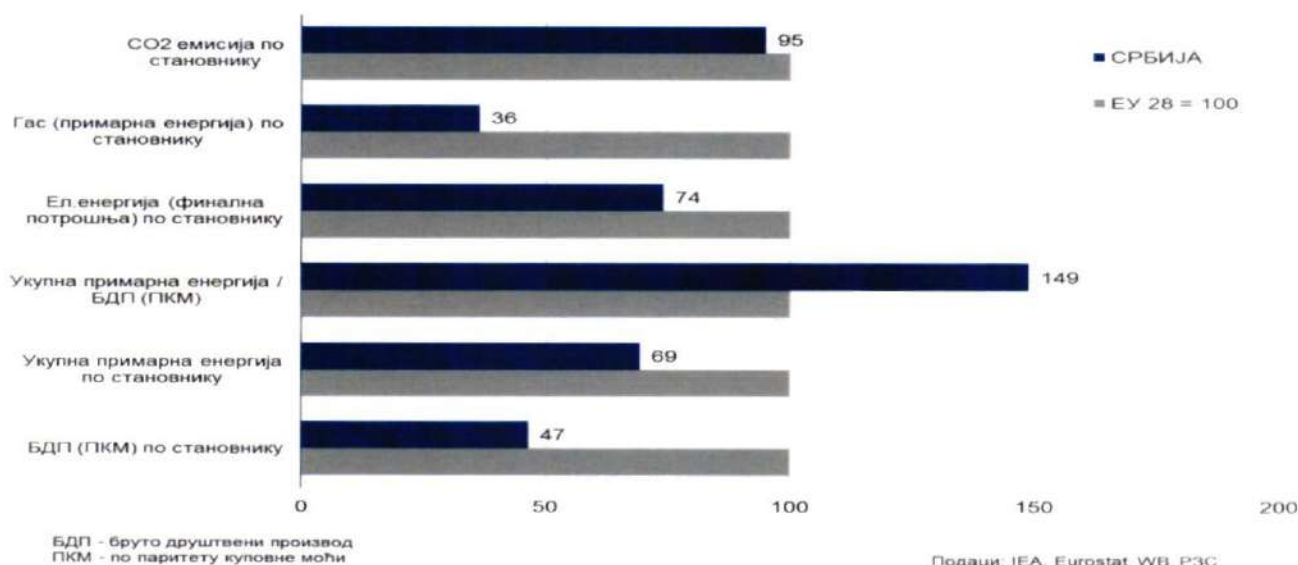
У 2020. години, трошкови нето увоза енергије су износили 1,3 млрд €, што је за 38% мање него у 2019. години. Овакво кретање у 2020. години је резултат мањег увоза угља и нафтних деривата са једне стране, и повећаног извоза електричне енергије са друге стране. Ови трошкови чине 21,9 % од салда укупног увоза и извоза Републике Србије у 2020. години, што је за 34% мање него у 2019. години.

Табела 1-1: Енергетика Србије (без АПКМ) – неки показатељи за период 2012 - 2019. година

	Јединица мере	Година							
		2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.
Број становника, средином године	хилџ	7.201	7.167	7.132	7.095	7.056	7.040	7.001	6.984
БДП по становнику, по паритету куповне моћи	стални \$ из 2011.	12.899	13.295	13.113	10.546	11.299	11.363	11.998	12.837
Потрошња примарне енергије	млн.тен	14,53	14,91	13,34	14,8	15,72	15,76	15,53	15,42
Потрошња финалне енергије	млн.тен	8,41	8,20	7,68	7,89	8,20	8,36	8,44	8,36
Увозна зависност	%	27,7	24,1	27,9	27,7	30,3	34,4	34,8	35,6

Подаци: РЗС, Светска банка, МРЕ, АЕРС

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 2019. години је био на нивоу од 47%, потрошња укупне примарне енергије по становнику 69%, а потрошња финалне електричне енергије 74%.



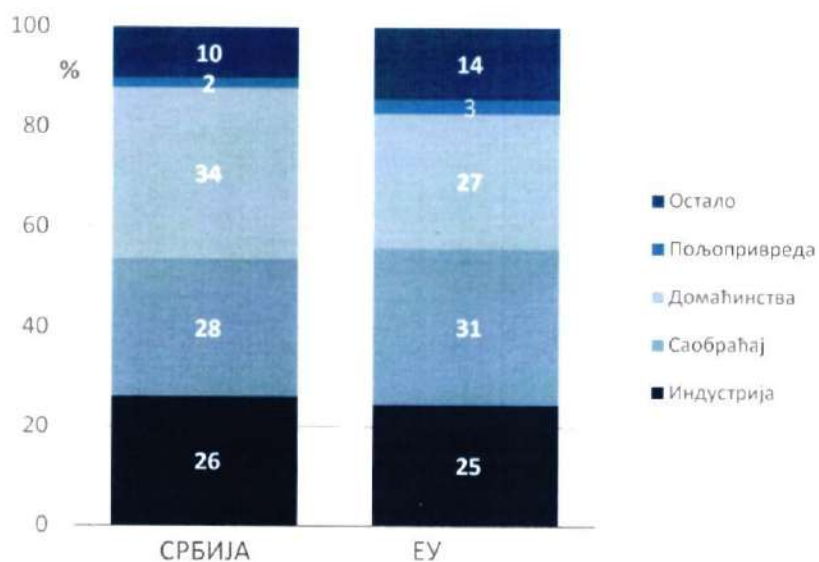
Слика 1-1: Упоредни показатељи за Србију и Европску унију у 2019. години

Енергетски интензитет, односно потрошња укупне примарне енергије по јединици друштвеног производа (по паритету куповне моћи) је на нивоу земаља региона, али 1,49 пута већи од европског просека. Већи енергетски

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

интензитет је делом последица неминовних техничких губитака у трансформацији лигнита у електричну енергију (две трећине производње електричне енергије је из лигнита), али, пре свега, нерационалности, тј. ниске ефикасности у потрошњи у домаћинствима, у индустрији, због ниског степена коришћења капацитета и застареле технологије, као и у другим секторима. Примарна потрошња гаса по становнику је на око 36% 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).



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

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 и 95/18-др. закон-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 2020. 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:

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

Ова предузећа су и пре доношења Закона о енергетици из 2014. године обављала ове делатности, али су Законом додати услови, нарочито у погледу независности, за стицање права за обављање тих делатности. ЕМС АД је оператор преносног система (ОПС) пошто је лиценциран за енергетску делатност преноса и управљања преносним системом, а ЕПС Дистрибуција је оператор дистрибутивног система (ОДС) који је током 2020. године био у поступку добијања лиценце за дистрибуцију и управљање дистрибутивним системом.

Испуњеност услова за остваривање законом прописаног власничког модела раздвајања оператора преносног система, утврђује се у поступку сертификације, који спроводи Агенција. Постојеће законско решење налаже да тек пошто је неко правно лице сертифициковано 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.

ЈП ЕПС Дистрибуција је поднело захтев за издавање лиценце, али током 2020. године, нису били испуњени услови за издавање лиценце. ЈП ЕПС Дистрибуција мора да докаже, у складу са Законом, да је независан у смислу правне форме, организације и одлучивања од производње и снабдевања у истом вертикално организованом предузећу. У току 2020. године су спроведене активности да се уреди акта која осигуравају независност.

ЕМС АД и ЈП ЕПС Дистрибуција су Законом добили власништво над системом на коме обављају делатност. ЕМС АД је у спроведеним поступцима сертификације и издавања лиценце доказао да има правни основ коришћења електроенергетских објеката на којима обавља енергетску делатност.

Потрошња електричне енергије

У Србији је у 2020. години произведено 35,54 TWh електричне енергије, а бруто потрошња електричне енергије је била 33,85 TWh. Потрошња крајњих купаца је била 29 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 2020. години је увезено 4,4 TWh што је било на нивоу претходне године, а извезено је 4,7 TWh, што је 0,75 TWh више у односу на 2019. годину. Као последица највеће месечне потрошње и мање производње у термоелектранама и смањене хидрологије, увоз је био највећи у јануару са 583 GWh и децембру са 517 GWh увезене електричне енергије, док је у осталим месецима увоз износио између 200 и 400 GWh. Извоз електричне енергије је био изражен у августу са 575 GWh и октобру са 590 GWh електричне енергије, док је се у осталим месецима извоз кретао између 250 GWh и 350 GWh, осим у марту и септембру када је био нешто већи и износио је око 460 GWh електричне енергије.

Највећа дневна бруто потрошња у Србији без АПКМ од 121.114 MWh је остварена 17. јануара 2020. године, а 13. јануара 2020. у 18 сату је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.484 MW.

Трговина на велико

На велепродајном тржишту електричне енергије у 2020. 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 2020. години је износио око 14,7 TWh. Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2020. години су имала 64 учесника на тржишту електричне енергије, активних учесника на тржишту било је 57, 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 далековода (пројекат Трансбалкански коридор који је започет изградњом деонице 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

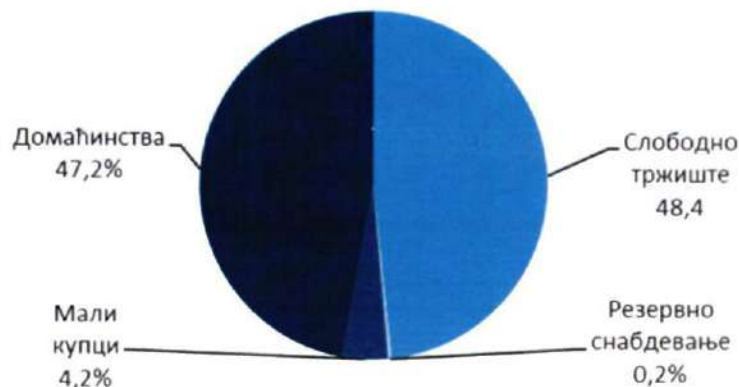
Организовано дан-унапред тржиште/берза електричне енергије у Србији - SEEPEX а.д. Београд (SEEPEX - South-Eastern European Power Exchange) је формирано на основу партнерства између EMC АД и EPEX SPOT – Француска, као акционарско друштво, са већинским власништвом српске стране, које је лиценцирано за управљање организованим тржиштем електричне енергије. На организованом дан-унапред тржишту/берзи електричне енергије, у 2020. години је регистровано 22 учесника, што је за три учесника више него у 2019. години. Трговином се активно бавило 18 учесника, што је исти број као у претходној години.

Укупна количина електричне енергије која је у 2020. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.816 GWh, што је за око 300 GWh више него у 2019. 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 2020. години, највећи месечни обим трговине на берзи од 260.895 MWh је остварен у новембру, а дневни максимум је остварен 11. марта са обимом трговине од 13.483 MWh. Најмањи обим месечне трговине био је у фебруару и износио је 168.968 MWh, што је 1,76 пута више него у претходној години. Највећа сатна цена достигнута је 29. августа у 21 сату и износила је 153,5 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 50,5 €/MWh. У 2020. 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. Најмањи обим месечне трговине је био у јулу и износио је 191.179 MWh, што је за 13% више од минималног месечног обима трговања у 2019. години. Највећа сатна цена достигнута је 17. децембра у 17. сату и износила је 165,6 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 39 €/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 51,4% потрошње крајњих купаца, што је потрошња домаћинстава и малих купаца.



Слика 2-1: Продаја електричне енергије на слободном и регулисаном тржишту у 2020. години

На слободном тржишту купују само они купци који немају право на гарантовано снабдевање и њима је у 2020. години продато 48,6% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци. Од ове енергије, само 0,2% 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 2020. године било је 64 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 89,4% електричне енергије продате крајњим купцима на слободном тржишту и 95,4% од укупне потрошње крајњих купаца (на слободном и регулисаном тржишту).

Промена снабдевача је у 2020. години реализована на око 11,2 хиљада мерних места (0,3% укупног броја мерних места) са потрошњом нешто мањом од 656,3 GWh, што је 2,25% укупне потрошње крајњих купаца.

Сигурност снабдевања

Сигурност снабдевања током 2020. 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 2020. 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 2020. години је настављена изградња новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б снаге 350 MW и изградња комбиноване гасне термоелектране-топлане ТЕ-ТО Панчево снаге од 190 MW у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром енергохолдинг, Русија). У плану је и значајна изградња капацитета на бази обновљивих извора енергије. На преносну мрежу су током 2020. године није било прикључења нових производних капацитета, док је на дистрибутивни систем прикључено нових 11 MW, тако да је на крају 2020. године на дистрибутивни систем било прикључено 328 малих електрана укупне инсталисане снаге 212 MW.

2.3 Развој тржишта природног гаса

Раздвајање оператора

На територији Србије, транспорт природног гаса су у 2020. години обављала два енергетска субјекта: Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад и Yugorosgaz–Транспорт д.о.о. Ниш.

ЈП Србијасгас је уз сагласност Владе Републике Србије основао друштва Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас 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 Србијасгас 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 Србијасгас. 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. Дистрибуција гаса Србија д.о.о. у 2020. 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.

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.

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 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 и успостављена иста обавеза за ГАСТРАНС д.о.о. као у Прелиминарној одлуци.

У 2020. години је бруто потрошња природног гаса била 2.505 милиона m^3 , за 7% више него у 2019. години. Потрошња је у индустрији порасла за 2%, у топланама за 6%, а у домаћинствима је порасла за готово 19%. Домаћом производњом задовољено је само 10,7% потребног гаса, а остатак је обезбеђен из увоза.

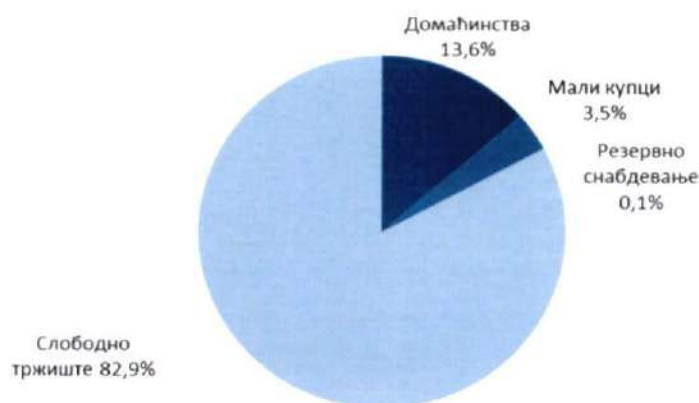
Трговина на велико

Трговином на велико су се бавиле само три компаније које су лиценциране за снабдевање природним гасом (ЈП Србијегас, Кинг гас д.о.о., Cestor Veks д.о.о.) и произвођач природног гаса Нафтна индустрија Србије а.д. (у даљем тексту: НИС). 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 2020. години није реализована.

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 2020. години, снабдевач јавних снабдевача је био ЈП Србијегас.

Трговина на мало

Укупна потрошња крајњих купаца је била 2.235 милиона m^3 , а поред тога је НИС потрошио 248 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 2020. години се бавило 26 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 2020. години

На слободном тржишту је у 2020. 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 2020. годину било ЈП Србијасгас. Током 2020. године, резервно снабдевање је користило 35 купаца и њима је укупно испоручено 1,2 милиона m^3 , односно нешто више од 0,5% укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Промена снабдевача је у 2019. години реализована само на 6 од 32 дистрибутивна система, на укупно 17 мерних места, са потрошњом од 3,6 милиона m^3 , што је 0,16% количина природног гаса укупне потрошње на тржишту (без потрошње НИС 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 382 милиона m^3 , што је око 17% од укупне количине гаса набављене на тржишту (без потрошње НИС-а из сопствене производње).

Сигурност снабдевања

У 2020. 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. Крајем 2020. године је интерконектор који се гради од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе повезан са транспортним системом у Бугарској, што ће допринети повећању сигурности снабдевања. Такође, за повећање сигурности снабдевања би било корисно повезивање са гасоводима других суседних земаља, пре свега са Румунијом и Хрватском, које имају развијену гасну инфраструктуру и додатне могућности обезбеђења природног гаса.

У току 2017. године је исказана заинтересованост за транспортом природног гаса од бугарско-српске границе до српско-мађарске границе. Гаспром и ЈП Србијасгас су формирали предузеће ГАСТРАНС д.о.о. са циљем изградње овог гасовода. У фебруару 2018. године ГАСТРАНС д.о.о. је, са циљем да се осигура изградња гасовода, поднео Агенцији захтев за изузеће: од примене правила приступа треће стране, од власничког раздвајања и од регулисаних цена за коришћење гасовода. Током године је спроведена процедура испитивања заинтересованости тржишта за коришћење овог гасовода, тако да је почетком октобра 2018. године Агенција донела прелиминарно Решење о изузећу новог интерконектора за природни гас. Након што је у марту 2019. године Агенција донела коначно решење о изузећу, Гастранс д.о.о је успешно организовао расподелу капацитета и затим и започео изградњу гасовода - интерконектора дужине 402 километра од границе са Бугарском код Зајечара до границе са Мађарском код Хоргоша. У току 2020. године гасовод је највећим делом завршен, повезан је са транспортним системом у Бугарској и транспортним системом Транспортгаса у Србији. Планирано је да гасовод буде у потпуности завршен до октобра 2021. године када ће се створити услови да буде повезан са транспортним системом у Мађарској. Прве количине гаса за тржиште у Србији су из правца Бугарске допремљене почетком 2021. године. Изградњом овог гасовода инфраструктурни стандард снабдевања N-1 у Републици Србији је задовољен, јер је са 33,8% повећан на 114%.

3. ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

3.1 Структура сектора и капацитети

3.1.1 Организациона и власничка структура сектора

Организациона структура електроенергетског сектора је, од усвајања првог Закона о енергетици („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) и за дистрибуцију електричне енергије. 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 2020. године је приказана на слици 3-1.



Слика 3-1: Организациона структура електроенергетског сектора на крају 2020. године

² Кољем 2020. године спроведена је издвајање оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд из вертикално интегрисаног ЈП ЕПС (31.12.2020. године Агенција за привредне регистре Републике Србије регистровала је оператора дистрибутивног система Електродистрибуција Србије д.о.о. 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 и дистрибуције електричне енергије. ЈП ЕПС је највећи произвођач (93,4% 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 домаћинстава и малих купаца које снабдева по регулисаним ценама. Од укупно 29 TWh потрошње крајњих купаца, ЈП ЕПС продаје 95,4% електричне енергије (све на регулисаном снабдевању и преко 89,4% на слободном тржишту).

За обављање делатности дистрибуције и управљања дистрибутивним системом на целој територији Републике Србије, ЈП ЕПС је формирало зависно друштво Оператор дистрибутивног система „ЕПС Дистрибуција“ (ОДС). ЈП ЕПС је у обавези да обезбеди независност рада и развоја ОДС, у складу са Законом. Независност ОДС је изузетно значајна јер ОДС мора да пружа услугу свим учесницима на тржишту који користе дистрибутивни систем транспарентно и под истим условима и не сме да фаворизује производњу и/или снабдевање ЈП ЕПС. До краја 2020. године, ОДС није у потпуности профункционисао у складу са Законом³.

На крају 2020. године на дистрибутивни систем је било прикључено 328 малих електрана укупне снаге 213 MW (од тога 18 је у власништву ЈП ЕПС снаге 41 MW, а 310 у власништву независних произвођача електричне енергије снаге 172 MW). Лиценцу за производњу електричне енергије поред ЈП ЕПС, имало је још 28 енергетских субјеката, док је за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије имало 8 енергетских субјеката (укључујући и ЈП ЕПС), који располажу производним објектима снаге веће од 1 MW.

На крају 2020. године лиценцу за дистрибуцију електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом лиценцу су имала три енергетска субјекта - „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 и „Друштво са ограниченом одговорношћу за производњу и дистрибуцију енергије и флуида и пружање услуга “ЕНЕРГЕТИКА”, Крагујевац.

У Србији је лиценциран велики број снабдевача електричном енергијом. На крају 2020. године, било је 64 лиценцирана снабдевача који имају право да се баве снабдевањем на велико и на мало и 62 снабдевача који могу да се баве само трговином на велико. Од тога је било активно 57, 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 8.286 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 коповима који су у саставу ЈП ЕПС.

Табела 3-1: Капацитети за производњу електричне енергије у 2020. години (без АПКМ)

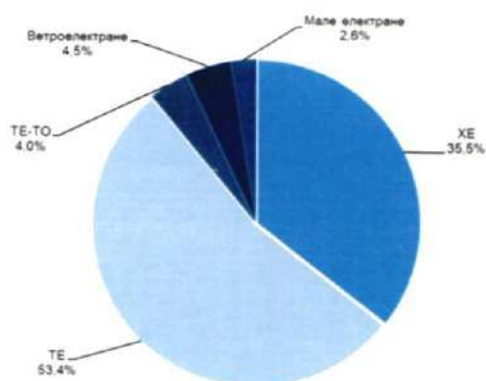
Технологија	Инсталисана снага MW
Хидроелектране	2.941
Термоелектране (угаљ)	4.429
Термоелектране – топлане (гас, мазут)	330
Гасне електране	-
Нуклеарне електране	-
Ветроелектране - независни произвођачи	373
Остало (обновљиви извори) - мале електране ЈП ЕПС	41
Мале електране - независни произвођачи	171
УКУПНА ИНСТАЛИСАНА СНАГА	8286

Поред производних капацитета ЈП ЕПС, на преносну и дистрибутивну мрежу су прикључени производни капацитети независних произвођача. На преносну мрежу су током 2020. године нису прикључене нове

³ Оператор дистрибутивног система основан је 31.12.2020. године као једночлано привредно друштво под називом „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. Београд од када послује независно од вертикално интегрисаног ЈП ЕПС.

ветроелектране, тако да је на крају године укупна инсталисана снага ветроелектрана прикључених на преносну мрежу била иста као у 2019. години, односно 373 MW. Док је на мрежу електродистрибуције на крају 2020. године било прикључено 310 малих електрана укупне инсталисане снаге 171 MW, које су у власништву других правних и физичких лица.

Структура производних капацитета без електрана на територији АПКМ, приказана је на слици 3-2. Учешће снаге термоелектрана (ТЕ) и термоелектрана – топлана (ТЕ-ТО) је 57,4%, хидроелектрана (ХЕ) које су прикључене на преносни систем 35,5%, 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, ветроелектрана прикључених на преносни систем је 4,5% и 2,6% инсталисаних капацитета су мале електране прикључене на дистрибутивни систем.



Слика 3-2: Структура производних капацитета у 2020. години (без АПКМ)

Поред ЈП ЕПС, који је највећи и доминантан произвођач електричне енергије, лиценцу за производњу електричне енергије има још 28 енергетских субјеката, а за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије има још 8 енергетских субјеката (независних произвођача електричне енергије) који располажу малим производним објектима прикљученим на дистрибутивну мрежу.

Табела 3-2: Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на преносни систем у 2020. години (без АПКМ)

	Број електрана	Инсталисана снага MW	Преадто у мрежу MWh
Хидроелектране	12	2.941	9.418.532
Проточне хидроелектране	5	1980	8.077.384
Акумулационе хидроелектране	6	347	626.948
Реверзибилне хидроелектране	1	614	714.200
Термоелектране	7	4.429	24.331.520
Термоелектране-топлане	2	330	192.186
Електране на ветар	4	373	904.659
Електране на сунчеву енергију	0	0	0
Остале електране	0	0	0
УКУПНО	25	8.073	34.846.897

Табела 3-3: Капацитети за производњу електричне енергије прикључени на дистрибутивни систем у 2020. години (без АПКМ)

	Број електрана	Инсталисана снага MW	Предато у мрежу MWh
Мале хидроелектране	138	109	282.854
Електране на биомасу	2	3	22.927
Електране на биогаз	30	31	166.978
Ел. на депонијски гас и гас из отпадних вода	0	0	0
Електране на ветар	4	25	61.920
Електране на сунчеву енергију	137	12	13.262
Електране на сунчеву енергију на тлу	16	6	8.373
Електране на сунчеву енергију на објектима	121	5	4.889
Електране на геотермалну енергију	0	0	0
Ел. са комбин. произ. на фосилна горива	15	29	133.681
Електране на отпад	0	0	0
Остале електране	2	3	11.015
УКУПНО	328	213	692.637

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, „ELECTRAWINDS-S“ 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 „ELECTRAWINDS MALI WF“ д.о.о. са ветроелектраном у Алибунару од 8 MW.

3.1.2.2 Пренос

Преносни систем, без дела на АПКМ, чине 34 трансформаторске станице (ТС) напонског нивоа 400/х и 220/х kV/kV инсталисане снаге 16.025 MVA (од чега је 27 трафостаница инсталисане снаге 15.231 MVA у власништву ЕМС АД), 20 разводних постројења (од којих су 12 у власништву ЕМС АД) и водови напона 400, 220 и 110 kV укупне дужине од 9.988 km (од чега је 9.803 km далековаода у власништву ЕМС АД). У односу на 2019. годину, дошло је до смањења капацитета у преносном систему ЕМС АД за 150 MVA због демотирања трансформатора у ТС Србобран. У власништву ЕМС АД су и четири ТС напонског нивоа 110/х kV/kV: 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 далековаода 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 далековаода и кабловских водова 110 kV који су још увек у власништву ОДС је настављена и очекује се да буде окончана у 2021. години.

Преносни систем ЕМС АД је са суседним електроенергетским системима повезан преко 23 интерконективна далековаода 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	9.822
дужина 400 kV мреже	km	1.788
дужина 220 kV мреже	km	1.783
дужина 110 kV мреже	km	6.221
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)		43
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 2020. године обављао је ОДС ЕПС Дистрибуција, који је формиран 01. јула 2015. године као зависно друштво ЈП ЕПС. Дистрибутивни систем, без територије АПКМ, чини 37.375 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 32.234 MVA и 171.109 km дистрибутивних водова, напонског нивоа 35, 20, 10 и 0,4 kV, којима се електрична енергија дистрибуира до крајњих купаца.

У власништву ОДС је 35.919 трансформаторских станица укупне инсталисане снаге 30.783 MVA и 164.489 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/x 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 2020. године (без АПКМ)

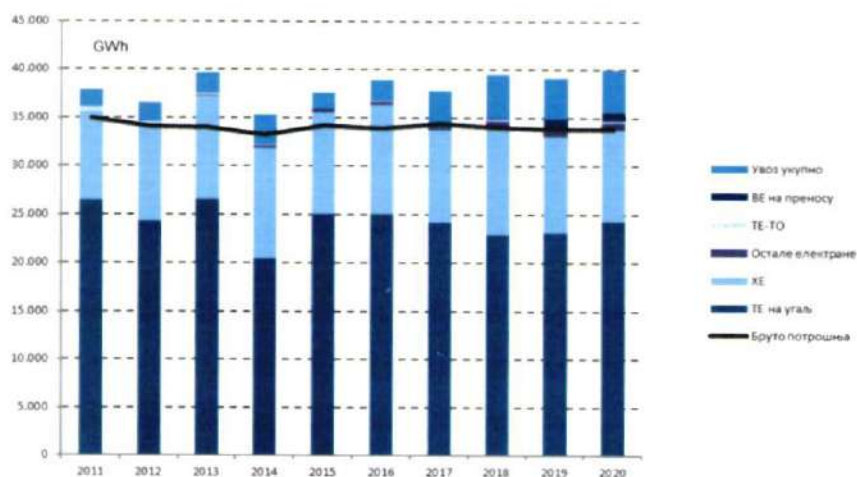
Напонски ниво	Подаци по дистрибутивним подручјима					Укупно ОДС
	Нови Сад	Београд	Краљево	Ниш	Крагујевац	
110 kV	0	6	0	0	2	8
35 kV	1.029	965	2.287	1.801	732	6.814
20 kV	8.805	0	1.720	0	0	10.525
10 kV	410	6.974	12.545	9.573	4.167	33.669
0,4 kV	14.136	17.859	47.863	21.214	12.401	113.473
Укупно	24.380	25.804	64.415	32.588	17.302	164.489

3.2 Остварена потрошња и производња

Потрошња електричне енергије крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) је била 29 TWh и тек је за 0,03 TWh већа од остварене потрошње крајњих купаца у 2019. години.

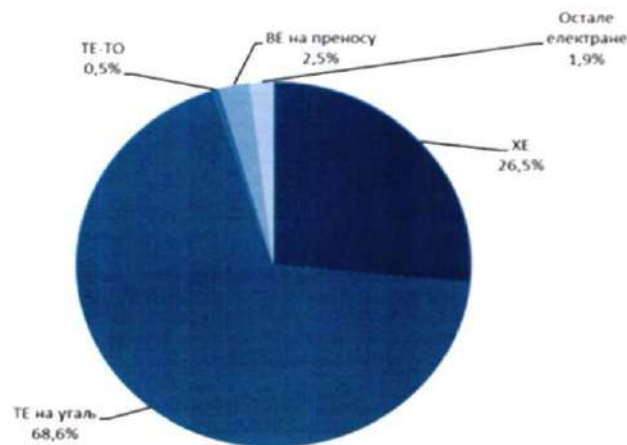
У последњих десет година, ЈП ЕПС је, као доминантни произвођач, достигао максималну производњу електричне енергије од готово 37,5 TWh у 2013. години. У 2020. години је у производним капацитетима ЈП ЕПС произведено нешто мање од 34 TWh електричне енергије, што је више за 0,5 TWh у односу на производњу из 2019. године. Производња у термоелектранама на угаљ је била 24,33 TWh, што је за око 5% већа производња него у претходној години. Због лоше хидрологије у целој 2020. години, производња хидроелектрана је била мања за 0,05 TWh односно 0,5% у односу на 2019. годину, у којој је такође била лоша хидрологија, а чак за 1,62 TWh, односно 14,6% мања у односу на 2018. годину. Термоелектране-топлате су радиле у зимском периоду и произвеле су 192 TWh, 43% мање електричне енергије него у 2019. години. На дистрибутивној мрежи прикључено је 18 малих електрана у власништву ЈП ЕПС које су укупно произвеле 67 GWh, што је за 27,2% мање него у 2019. години.

Производња осталих произвођача се из године у годину повећава. У остале произвођаче убрајају се мале електране прикључене на дистрибутивну мрежу којих је у 2019. години било 310 и у којима је укупно произведено око 626 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 905 GWh електричне енергије, тако да је производња из електрана осталих, независних произвођача у 2020. години била за преко 11,8% већа него у 2019. години.



Слика 3-3: Производња, увоз и бруто потрошња у Србији у 2020. години (без АПКМ)

У 2020. години, у електранама у Републици Србији је остварена укупна производња од 35.540 GWh. Од тога су термоелектране на угаљ произвеле 68,6%, хидроелектране прикључене на преносни систем 26,5%, термоелектране-топлате 0,5%, ветроелектране прикључене на преносни систем 2,5% док су остале електране (мале електране прикључене на дистрибутивни систем) произвеле 1,9% од укупно произведене електричне енергије.



Слика 3-4: Структура производње у 2020. години (без АПКМ)

Табела 3-6: Производња и потрошња електричне енергије у периоду 2011-2020. (без АПКМ)

	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
GWh										
ПРОИЗВОДЊА										
Хидроелектране	9.145	9.808	10.729	11.365	10.529	11.227	9.477	11.031	9.884	9.419
Термоелектране на угаљ	26.462	24.275	26.537	20.455	25.017	25.016	24.240	22.954	23.169	24.331
Термоелектране-топлатне	408	390	167	63	45	90	185	238	337	192
Ветроелектране на преносу								85	830	905
Остале електране	46	73	104	267	321	448	538	642	812	893
Производња укупно	36.061	34.546	37.537	32.151	35.912	36.781	34.441	34.950	34.832	35.540
Остало (УНМИК)	184	144	0	0	15	69	143	94	12	3
Увоз ЕПС и снабдевача за потребе трговине у Србији	1.800	2.039	2.148	3.180	1.732	2.149	3.397	4.582	4.280	4.444
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	38.045	36.729	39.685	35.331	37.659	39.075	37.981	39.626	39.124	39.987
Извоз ЕПС и снабдевача - ел.ен. произведене и купљене у Србији	2.064	1.592	4.475	1.021	2.142	3.696	2.186	4.246	3.940	4.708
Потребе пумпања	860	875	1.007	902	1.102	1.034	944	1.070	1.102	1.082
Остало (УНМИК)	199	196	207	180	300	445	458	313	275	337
Бруто потрошња	34.928	34.059	34.000	33.226	34.115	33.825	34.320	33.997	33.807	33.853
Губици у преносној мрежи	1.096	1.022	1.013	948	932	892	852	868	806	798
Губици у дистрибутивној мрежи	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3.527	3.587
Укупни губици	5.843	5.602	5.499	5.163	5.168	4.808	4.805	4.532	4.333	4.385
Губици у односу на бруто потрошњу	16,7%	16,4%	16,2%	15,5%	15,1%	14,1%	13,9%	13,3%	12,8%	13,0%
Финална потрошња*	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474	29.468

* 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 2020. 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 2021. 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;
- утврђивање цене електричне енергије за потребе балансирања система, у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије и редовно објављивање података о ангажованој балансној енергији и цени поравнања;
- прикупљање и објављивање података и информација везаних за транспарентност и праћење тржишта електричне енергије;
- размена информација неопходних за безбедно и сигурно функционисање система са другим операторима система;
- активности везане за издавање гаранција порекла;
- активности везане за предају 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, ефикасаност и транспарентност рада преносног система и функционисање тржишта.

Правила о раду преносног система

Правилима о раду преносног система се уређују технички аспекти рада преносног система и односи између ЕМС АД, као оператора преносног система, и корисника тог система. Правила су објављена на интернет страницама ЕМС АД и Агенције. Примена Правила о раду преносног система је почела маја 2008. 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 каја 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.

3.3.1 Раздвајање оператора преносног система

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

Оператор преносног система, ЈП „Електро мрежа Србије“ од 2005. године је самостални правни субјект, правно и функционално раздвојен од енергетских субјеката који се баве производњом и снабдевањем електричном

енергијом. У 2016. години ово јавно предузеће је корпоративизовано и од тада функционише као затворено акционарско друштво.

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

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

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

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

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

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).

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

3.3.2.2 Цене приступа систему

Регулисане цене приступа, односно коришћења преносног система, први пут су примењене 01. јануара 2008. године, након позитивног мишљења Савета Агенције и сагласности Владе Републике Србије. После тога, оне су још шест пута кориговане, последњи пут 1. новембра 2019. године. У току 2020. године, није било промене цене. 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 систему⁴

	Годишњи ниво одобрене цене							дин/kWh
	од	од	од	од	од	од	од	
	1.1.2008.	1.8.2008.	1.3.2010.	1.4.2011.	1.3.2013.	1.3.2017.	1.11.2019.	
Укупна цена за пренос електричне енергије	0,23	0,25	0,28	0,34	0,44	0,49	0,50	
Нето цена за пренос електричне енергије*	0,10	0,10	0,11	0,17	0,18	0,28	0,29	

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

Тарифе које су примењиване у 2020. години приказане су у табели 3-8.

Табела 3-8: Тарифе за приступ преносном систему од 1.11.2019. године

Тарифни елемент	Обрачунски елемент	Јединица мере	динара Тарифа од 1.11.2019.
Снага	обрачунска снага	kW	48,0148
	прекомерно преузета снага	kW	192,0592
Активна енергија	виши дневни	kWh	0,3822
	нижи дневни	kWh	0,1911
Реактивна енергија	реактивна енергија	kvarh	0,1942
	прекомерно преузета реактивна енергија	kvarh	0,3885

У току 2020. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за пренос електричне енергије, где је у поглављу XII ПРИМЕНА МЕТОДОЛОГИЈЕ продужена примена става 6., као и дато изузеће у ставу 7.

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

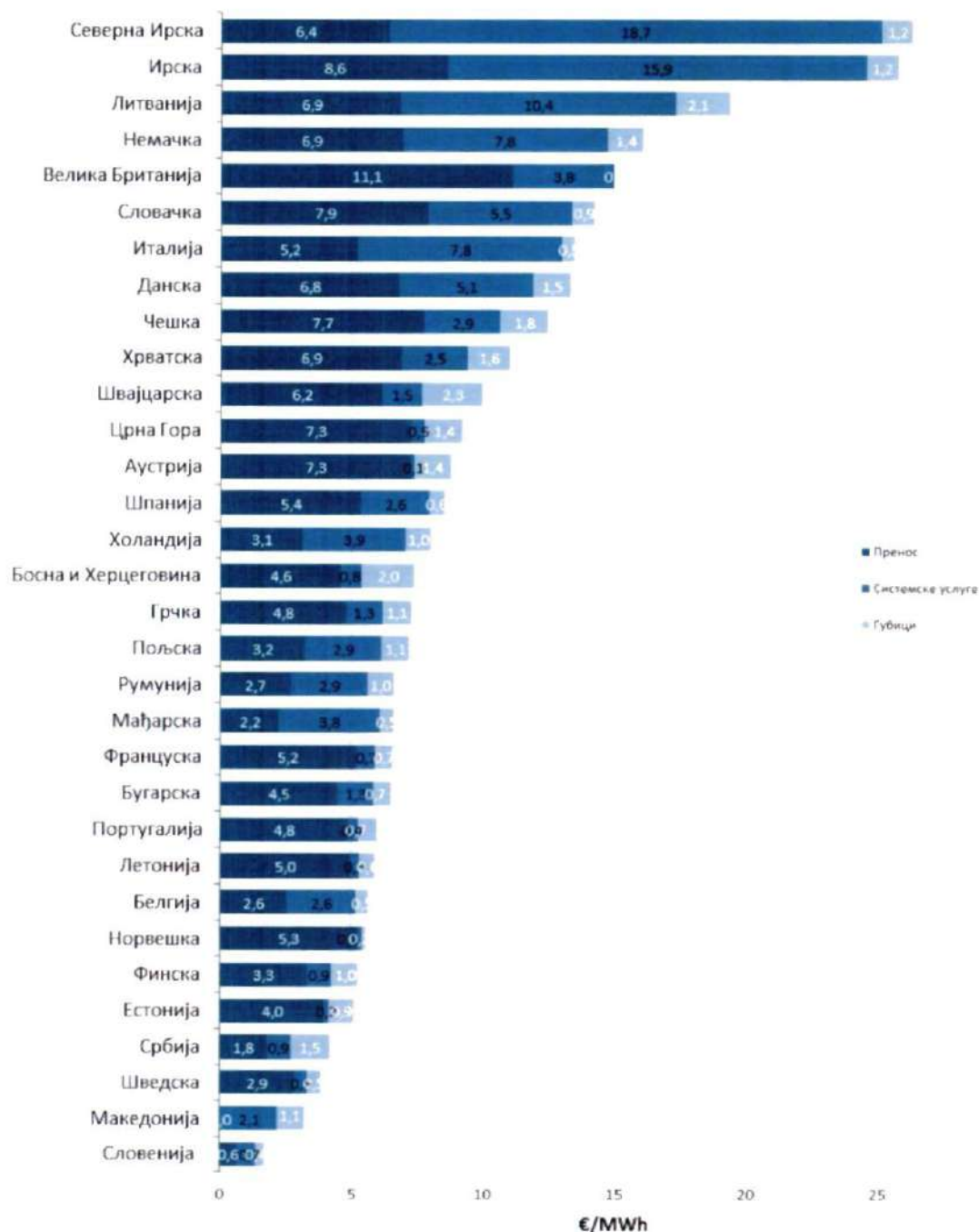
Применом важећих тарифа на реализоване тарифне елементе током 2020. године, остварена је просечна цена приступа преносном систему (без ПДВ и такси) у износу од 0,50 дин/kWh.

Табела 3-9: Остварене просечне цене приступа преносном систему

	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
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

Цене приступа преносном систему и њихова структура (без ПДВ и такси), према подацима ENTSO-E у европским државама за 2020. годину, приказане су на слици 3-5.

⁴ Подаци везани за цене које се користе у Извештају су годишњи ниво цене и просечна цена. Годишњи ниво цене представља количник прихода добијеног применом важећих тарифа на одређени дан на годишње количине и друге тарифне елементе коришћене у поступку одобравања тарифа. Просечна цена представља количник оствареног прихода и реализованих количина у току једне године. Уколико у току године није било промена цена ове две цене треба да буду сличне, односно да не разликују значајно степен одступања остварених количина и тарифних елемената у односу на планиране које су коришћене у поступку одобравања цена



Извор података: ENTSO-e 2020

Слика 3-5: Структура цене преноса (€/MWh) у 2020. 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 интерконекције, 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 велико) 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 се утврђују по механизму надокнаде вредности неиспоручене електричне енергије на тржишту електричне енергије, због резервације капацитета за ове потребе. Енергија коју произвођачи не могу слободно да пласирају на тржишту због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, одређује се на основу података из електроенергетског биланса и података о ангажовању тих капацитета у претходном периоду.

Цена на основу које се одређује изгубљени приход због резервације капацитета за потребе секундарне и терцијарне регулације, утврђује се на основу остварених просечних тржишних цена годишњих „фјучерса“⁵⁵ за константну производњу, односно потрошњу (baseload), на релевантним берзама електричне енергије.

За 2020. годину, цене закупа резерве снаге за системске услуге секундарне регулације утврђене су у износу од 1 505 динара/MW и терцијарне регулације у смеру повећања снаге у износу од 474 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. Ове цене се утврђују на годишњем нивоу као паушални износи на основу вредности инвестиционе опреме у електранама које се користе за ове намене. За 2020. годину, вредност помоћних услуга за услугу регулације напона и реактивне снаге утврђене су у износу од 370.444.000 динара и за услугу покретања из безнапонског стања у износу од 8.667.000 динара, које се обрачунавају у једнаким месечним ратама одређеним као једна дванаестина наведених 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	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Укупна годишња вредност	2.613.935	2.746.403	2.822.709	3.583.388	3.707.962

000 динара

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 пописане нестандартне услуге и утврђене јединичне цене. Ове цене се нису мењале, тако да су важиле и у 2020. 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 далеководова (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-босанскохерцеговачкој 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 Алокациона 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.

Правила за расподелу прекограничних преносних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима електроенергетског система Србије. Механизам за доделу права на коришћење расположивих прекограничних преносних капацитета је дефинисан Правилима о раду преносног система, споразумима између оператора преносног система Републике Србије и оператора преносних система Мађарске, Румуније, Бугарске, Босне и Херцеговине, Хрватске, Северне Македоније и

⁵⁵ Futures – куповина и продаја на организованом тржишту (берзи) електричне енергије за неки будући период/датум

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 2020. години, Савет Агенције је дао сагласност крајем 2019. године.

Додела права на коришћење прекограничних капацитета

ЕМС АД је, као ОПС, одговоран за прорачун, доделу и коришћење прекограничних преносних капацитета на свим границама регулационе области Републике Србије. Детаљније о додели и коришћењу прекограничних капацитета је изложено на интернет страници оператора преносног система (www.ems.rs). 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 ЕМС 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 2020. години

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ→ Срб	700	700	677	653	700	540	700	700	700	700	567	700
Рум→ Срб	800	700	626	533	468	540	460	406	402	492	620	600
Буг → Срб	350	350	350	350	350	350	350	421	315	287	423	350
С.Мак→ Срб	250	450	450	400	450	400	377	396	700	450	400	400
Алб→ Срб	0	250	250	91	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦГ→ Срб	200	400	368	300	400	400	700	450	400	471	400	400
БиХ→ Срб	500	450	323	500	355	400	358	600	463	274	600	450
Хрв→ Срб	500	450	389	500	329	400	326	600	472	581	600	450

Табела 3-12: Средње месечне вредности NTC за смер излаза из Србије у 2020. години

Граница/месеци	MW											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб → Мађ	800	800	774	747	800	600	800	800	800	800	800	800
Срб → Рум	800	700	800	495	513	510	439	339	557	594	623	700
Срб → Буг	300	300	300	300	300	300	300	371	270	252	373	300
Срб → С.Мак	300	600	620	380	355	300	489	358	465	550	483	400
Срб → Алб	0	250	226	91	0	0	0	0	0	0	0	0
Срб → ЦГ	300	600	289	483	405	200	427	450	465	550	483	350
Срб → БиХ	600	350	595	282	574	600	479	560	425	350	600	600
Срб → Хрв	600	600	595	368	503	600	527	600	500	539	600	600

У току 2020. године, ЕМС АД је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије.

На граници Србија-Албанија, у складу са Правилима за расподелу прекограничних преносних капацитета, ЕМС АД је током 2020. године додељивао 50% расположивог капацитета на месечном и седмичном нивоу организовањем експлицитних аукција, са наплатом резервације капацитета према последњој прихваћеној цени ("marginal price") у случају загушења. Доделу друге половине преносног капацитета је организовао оператор преносног система Албаније. ЕМС АД је на овој граници спроводио и унутардневну доделу прекограничног преносног капацитета методом „first come–first served“ (према редоследу пријављивања).

Током 2020. године право учешћа у аукцијама за 50% расположивог капацитета имало је 35 учесника на тржишту, од којих је њих 27 активно учествовало у аукцијама. Годишње аукције на граници са Албанијом нису спроведене због немогућности гарантовања годишњег капацитета у случају успостављања области КОСТТ. Месечне алокације су организоване за сваки месец у 2020. години на граници са Албанијом. Подаци о спроведеним месечним аукцијама су приказани у табели 3-13. Седмичне експлицитне аукције су спроведене на српско-албанској граници методом наплате према последњој прихваћеној цени ("marginal price").

Табела 3-13: Подаци о спроведеним месечним аукцијама за доделу 50% расположивих прекограничних преносних капацитета у 2020. години

Граница – смер	Број дана са нултим капацитетом	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег маргинална цена у случају загушења (EUR/MWh)
Алб-Срб	262	4 / 13	11 - 13	0,11 – 0,36
Срб-Алб	262	6 / 15	13 - 15	0,87 – 3,51

EMC АД је током 2020. 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 50 учесника од 50 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, учествовао је 21 учесник од 42 колико их је имало право учешћа.

Током 2020. 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 9 учесника од укупно 34 регистрована учесника) и српско-бугарској (учествовало је 10 учесника од укупно 32 регистрована учесника) граници методом „first come-first served“.

EMC АД је у 2020. 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 25 учесника од 40 колико их је имало право учешћа.

Северномакедонски оператор преносног система МЕПСО 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, учествовао је 41 учесник од 41 колико их је имало право учешћа.

EMC АД је у 2020. 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 29 учесника од 40 колико их је имало право учешћа.

Подаци о заједничким годишњим аукцијама за 2020. годину приказани су у табели 3-14.

Табела 3-14: Подаци о заједничким годишњим аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2020. години

Граница – смер	Број учесника у аукцијама који су остварили право на капацитет	Маргинална цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	10	0,72
Србија – Мађарска*	8	0,76
Румунија – Србија*	8	0,56
Србија – Румунија*	10	0,82
Бугарска - Србија**	8	1,31
Србија - Бугарска**	11	0,71
Хрватска - Србија**	10	0,83
Србија - Хрватска**	10	0,30
БиХ – Србија	13	0,25
Србија – БиХ	12	0,05
С.Македонија – Србија*	8	0,40
Србија – С.Македонија*	9	1,00
Ц.Гора - Србија	15	0,51
Србија – Ц.Гора	16	0,49

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

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

Подаци о заједничким месечним аукцијама у 2020. години су приказани у табели 3-15.

Табела 3-15: Подаци о заједничким месечним аукцијама прекограничних преносних капацитета у 2020. 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.)	Опсег маргиналних цена (EUR/MWh)
Мађарска – Србија*	0	12 / 12	10 – 15	0,23 – 0,87
Србија – Мађарска*	0	12 / 12	12 – 16	0,10 – 0,31
Румунија – Србија*	5	56 / 57	3 – 10	0,03 – 0,50
Србија – Румунија*	5	42 / 43	4 – 10	0,11 – 2,30
Бугарска – Србија**	12	15 / 15	8 – 16	0,11 – 0,77
Србија – Бугарска**	12	15 / 15	6 – 19	0,35 – 1,67
Хрватска – Србија**	6	12 / 12	8 – 16	0,31 – 0,68
Србија – Хрватска**	6	12 / 12	8 – 16	0,06 – 0,20
БиХ - Србија	5	25 / 26	11 – 16	0,09 – 0,47
Србија - БиХ	0	15 / 28	8 – 12	0,01 – 0,07
С.Македонија – Србија*	0	8 / 14	6 – 14	0,10 – 0,40
Србија – С.Македонија*	0	23 / 23	4 – 16	0,60 – 6,50
Ц.Гора – Србија	0	15 / 15	11 – 17	0,02 – 0,57
Србија – Ц.Гора	0	26 / 26	15 – 21	0,06 – 1,76

* Подаци добијени од суседног оператора преносног система

** Подаци добијени од аукционе куће JAG S A

ЕМС АД је крајем 2020. године закључио споразуме о организовању заједничких алокација/аукција за 2021. годину са операторима суседних преносних система са којима су оне организоване у 2020. На све ове споразуме Савет Агенције је дао сагласност пре краја године.

3.3.3.2 Годишња размена унутар и преко граница регулационе области

Укупан обим прекограничних трансакција (са АПКМ) у 2020. години је био 17.971 GWh у смеру улаза, односно 18.815 GWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција⁵ био 26.272 GWh. У табели 3-16 приказан је обим пријављених и потврђених интерних и прекограничних трансакција у периоду 2011.-2020. година.

Табела 3-16: Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2010.-2020.

Година	GWh		
	Прекограничне трансакције – улаз	Прекограничне трансакције – излаз	Интерне трансакције
2011	11.171	11.481	10.004
2012	10.781	10.769	7.315
2013	10.094	13.939	11.711
2014	16.837	14.416	11.574
2015	16.165	16.910	9.835
2016	15.526	17.845	15.633
2017	19.133	17.822	15.865
2018	17.350	16.836	20.536
2019	17.331	16.868	20.789
2020	17.971	18.815	26.272

У 2020. години је у односу на претходну годину незнатно повећан обим прекограничних трансакција у смеру улаза и излаза што је последица мање производње услед лоше хидролошке ситуације у већем делу године и немогућности да се тргује већом количином електричне енергије на берзама у региону. Обим интерних размена је повећан за око 27% у односу на претходну годину захваљујући повећаној трговини електричном енергијом на организованом тржишту електричне енергије у Србији. Поред трансакција приказаних у табели 3-16, мали део прекограничне размене је реализован кроз острвски рад дистрибутивних система Србије и Босне и Херцеговине у износу од 5.03 GWh у смеру од Србије ка Босни и Херцеговини и 1,11 GWh у супротном смеру.

⁵ билатерална трговина између две балансно одговorne стране у Србији

У табели 3-17 је приказан обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама за 2020. годину.

Табела 3-17: Улазне и излазне пријављене прекограничне трансакције по границама за 2020. годину

Граница са	GWh	
	Улаз у Србију	Излаз из Србије
Румунијом	931	2.765
Бугарском	1.114	1.831
Северном Македонијом	1.358	3.802
Албанијом	324	1.559
Црном Гором	2.238	2.826
БиХ	3.546	1.325
Хрватском	2.322	1.045
Мађарском	6.138	3.662
По свим границама	17.971	18.815

3.3.3.3 Коришћење прихода од расподеле прекограничних капацитета

Током 2020. године, ЕМС АД је остварио приход од алокације капацитета у износу од око 19 милиона € и то по следећој структури:

Табела 3-18: Приходи од алокација прекограничних капацитета у 2020. години

Алокације	Приходи (€)
Годишње	6.270.509
Месечне	7.836.353
Дневне	3.034.560
Укупно	19.061.768

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 3-19 су приказани подаци о пренетој електричној енергији и губицима у преносном систему у 2020. години у односу на билансом планиране количине за 2020. годину. У односу на билансом планиране количине, пренета енергија је око 3% мања, док су остварени губици око 3% мањи од планираних.

Табела 3-19: Основни показатељи остварења плана преноса (без АПКМ)

	2020.		
	Биланс	Остварено	Оств./Бил.
Улаз (GWh)	41.109	39.928	97,13
Губици (GWh)	840	798	95,00
Губици (%)	2,04%	2,00%	98,04
Излаз (GWh)	40.269	39.129	97,17

Остварени физички транзит електричне енергије у 2020. години, рачунат као нижа вредност средње сатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далековаода, износио је 4.532 GWh. Износ физичког транзита по месецима дат је у табели 3-20.

Табела 3-20: Транзит електричне енергије по месецима у току 2020. године (физички токови)

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит (GWh)	354	410	334	384	381	354	411	299	393	373	427	412

На делу система без АПКМ, преузето је 39.928 GWh електричне енергије, од тога је 33.943 GWh преузето из хидроелектрана, термоелектрана и термоелектрана-топлана прикључених на преносни систем, 905 GWh је преузето из ветроелектрана прикључених на преносни систем, 4.847 GWh је преузето из суседних система, док је 221 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 12 GWh електричне енергије. Највећи део преузете енергије је испоручен системима за дистрибуцију електричне енергије, затим крајњим купцима, суседним системима и реверзбилним и пумпним постројењима за потребе пумпања.

Табела 3-21: Пренета енергија, максимално оптерећење и губици (без АПКМ)

	Јед. мере	2019.	2020.	2020./2019.
Пренета електрична енергија	GWh	39.640	39.928	100,7
Максимална дневна бруто потрошња	GWh	121,47	121,11	99,7
Максимално сатно оптерећење	MW	5.472	5.436	99,3
Губици у преносном систему	GWh	806	798	99,0
Губици у преносном систему (као % пренете ел. енергије)	%	2,03	2,00	98,5

Губици електричне енергије у преносном систему Србије, без АПКМ, су у 2020. години износили 798 GWh, што је 2,00% електричне енергије која је преузета у преносни систем. Оператор преносног система (ЕМС АД) је током 2020. године набављао електричну енергију за покривање губитака преко аукцијске платформе и на организованом дан-унапред тржишту електричне енергије у Србији (SEEPEx) тако што је на билатералном тржишту набавио 68,52%, а на SEEPEx 31,48% електричне енергије за покривање губитака у преносном систему. ЕМС 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 2020. 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 121.114 MWh је остварена 17. јануара 2020. године, а 13. јануара 2020. у 18 сату је остварено максимално сатно оптерећење у износу од 5.484 MW.

3.4 Регулација оператора дистрибутивног система

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

Најважније активности оператора дистрибутивног система у 2020. 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 ЕМС АД и снабдевачима у погледу обезбеђивања података у вези са функционисањем тржишта и балансне одговорности;
- достављање Агенцији података и документације потребних за праћење рада оператора и анализе података потребних за регулацију цена;
- достављање података министарству надлежном за енергетику за извештај о сигурности снабдевања енергијом;
- преузимање трансформаторских станица 110/x kV/kV од ЕМС АД и предаја водова 110 kV ЕМС АД;
- набавка енергије за надокнаду губитака у дистрибутивној мрежи и
- други послови којима се побољшава сигурност, ефикасаност и транспарентност рада дистрибутивног система, као и функционисање тржишта.

ОДС 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, ОДС је интензивирао активности на преузимању ове опреме, тако да се очекује да ће у наредном периоду ова обавеза бити испуњена.

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.

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. 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.

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 2016. године). Сагласност је дата условно уз обавезу оператора дистрибутивног система да до истека законског рока за усклађивање оснивачког акта Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд са одредбама закона којим се уређује правни положај јавних предузећа и других облика организовања који обављају делатност од општег интереса, обавести Агенцију о оствареној независности оператора дистрибутивног система утврђеној одредбама члана 131. Закона, у том оснивачком акту.

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

Поступак усклађивања Одлуке о оснивању Оператора дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција д.о.о. Београд са новим Законом о јавним предузећима и одредбама Закона, није био окончан током 2020. године, из ког разлога Савет Агенције својим одлукама из септембра 2019. и јануара 2020. године није дао сагласност на Годишњи извештај о спровођењу Програма усклађености за обезбеђивање недискриминаторног понашања за 2018. и 2019. годину.

Крајем 2020. године, сагласно Плану за спровођење активности у циљу реорганизације ЈП ЕПС, Влада и ЈП ЕПС су 29. децембра 2020. године уговорили пренос удела у оператору дистрибутивног система – „ЕПС Дистрибуција“ д.о.о. са ЈП ЕПС на Владу РС, након чега је Влада на дан 31.12.2020. године основала једночлано друштво „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. које ће надаље пословати као оператор дистрибутивног система који је у потпуности самосталан независан од вертикално интегрисаног ЈП ЕПС.

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 2020. 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 2020. 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. У току целе 2020. године важила је цена од 08. новембра 2019. године.

Табела 3-22: Кретање годишњег нивоа просечних одобрених цена приступа дистрибутивном систему – укупно Србија (без АПКМ)

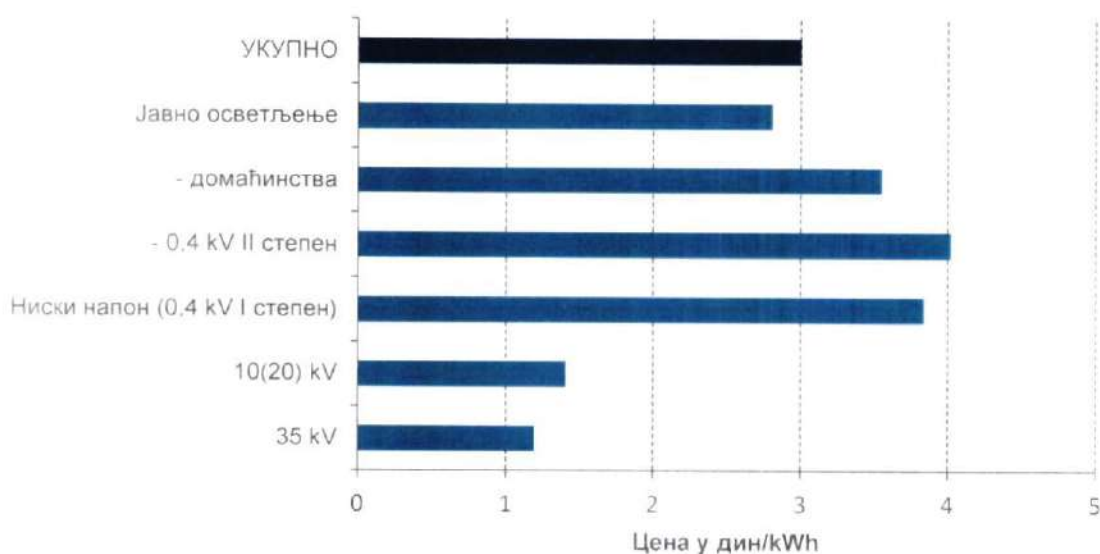
Категорија потрошње	Годишњи ниво одобрене цене				
	од 1.3.2010.	од 1.4.2011.	од 1.8.2013.	од 1.3.2016.	од 8.11.2019.
Средњи напон - укупно	1,17	1,385	1,56	1,32	1,26
Ниски напон (0,4 kV I степен)	2,71	3,19	3,53	3,58	3,40
Широка потрошња - укупно	2,11	2,43	3,27	3,46	3,61
- 0,4 kV II степен	2,38	2,72	3,75	3,87	3,93
- домаћинства	2,08	2,39	3,20	3,40	3,56
Јавно осветљење	1,61	1,90	3,06	2,82	2,81
Укупно ниски напон	2,20	2,54	3,30	3,46	3,55
ПРОСЕЧНО	1,82	2,30	2,93	2,93	2,92

Просечна остварена цена приступа дистрибутивном систему у 2020. години за све купце (без ПДВ и такси), била је 3.00 дин/kWh (табела 3-23).

Табела 3-23: Остварене просечне цене приступа дистрибутивном систему

Категорија потрошње	дин/kWh									
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
35 kV	1,35	1,35	1,46	1,32	1,28	1,25	1,24	1,25	1,24	1,20
10 kV	1,36	1,39	1,53	1,59	1,50	1,46	1,38	1,39	1,40	1,41
Ниски напон (0,4 kV I степен)	3,22	3,19	3,68	4,22	4,12	3,95	3,86	3,81	3,79	3,84
- 0,4 kV II степен	2,63	2,72	3,16	3,75	3,71	3,81	3,82	3,82	3,84	4,02
- домаћинства	2,31	2,39	2,86	3,29	3,27	3,38	3,42	3,45	3,48	3,55
Јавно осветљење	1,83	1,89	2,48	3,10	3,08	2,86	2,82	2,82	2,81	2,81
ПРОСЕЧНО	2,23	2,14	2,66	3,01	2,96	2,98	2,96	2,95	2,95	3,00

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 2020. години.



Слика 3-6: Остварена просечна годишња цена приступа дистрибутивном систему у 2020. години

У току 2020. године, Савет Агенције је донео одлуку о измени Методологије за одређивање цене приступа систему за дистрибуцију електричне енергије, којом је продужена важност ставова 5. и 6. у поглављу XII ПРИМЕНА МЕТОДОЛОГИЈЕ, као и дато изузеће у ставу 7. истог поглавља.

Актуелна цена приступа дистрибутивном систему може се видети на интернет страници Агенције (www.aers.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 2020. 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 2020. години била за 13.2% већа него у 2019. години. Због производње електрана прикључених на дистрибутивни систем у

подручјима са малом потрошњом електричне енергије, дошло је и до појаве да је око 12 GWh електричне енергије испоручено из дистрибутивног у преносни систем, што је за 7 GWh, односно 240% више у односу на 2019. годину.

Остварени губици електричне енергије у дистрибутивном систему су у 2020. години процентуално већи него у 2019. години и и даље су изнад технички оправданих. До повећања губитака у односу на 2019. годину дошло је због измењеног рада целог електроенергетског сектора као последице пандемије вируса COVID-19, па је тако расположивост људи на терену била знатно смањена што је утицало на мање редовно одржавање, отклањање кварова, контролу и самим тим и повећање губитака. Толики ниво губитака, у поређењу са земљама ЕУ, може се само делимично оправдати неминовним техничким губицима због високог учешћа потрошње на ниском напону у односу на већину земаља ЕУ. 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 3-24: Дистрибуиране количине електричне енергије у периоду 2011-2020.

	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
	GWh %									
Дистрибуирано - укупно преузето у дистрибутивни систем	30.607	30.258	30.068	29.351	30.131	30.162	30.503	30.040	30.002	30.027
Преузето из преносне мреже (без купаца на 110 kV)	29.922	30.183	29.965	29.078	29.778	29.712	29.964	29.397	29.389	29.333
Преузето из суседних дистрибутивних система	3,1	3,6	0,1	6,4	32,2	2,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Производња електрана прикључених на ДС	48	73	104	267	321	448	538	642	612	693
Укупно испоручено из дистрибутивног система	25.859	25.673	25.584	25.136	25.894	26.246	26.549	26.376	26.476	26.440
Испоручено крајњим купцима (без купаца на 110 kV)	25.857	25.677	25.586	25.130	25.863	26.147	26.425	26.240	26.358	26.374
Испоручено суседним дистрибутивним системима	2,1	0,6	0,5	27,4	32,3	98,6	121	128	113	54
Испоручено у преносни систем							3	8	5	12
Губици у дистрибутивном систему	4.747	4.586	4.482	4.215	4.236	3.917	3.953	3.664	3.527	3.587
Губици у дистрибутивном систему (као % укупно преузете енергије)	15,51	15,16	14,91	14,36	14,06	12,98	12,96	12,20	11,75	11,95

3.5 Затворени дистрибутивни системи

На крају 2020. године лиценцу за дистрибуцију електричне енергије и управљање затвореним дистрибутивним системом имала су три енергетска субјекта:

- оператор затвореног дистрибутивног система „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд.
- 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) и
- оператор затвореног дистрибутивног система „Друштво са ограниченом одговорношћу за производњу и дистрибуцију енергије и флуида и пружање услуга "ЕНЕРГЕТИКА", Крагујевац (ЕНЕРГЕТИКА).

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. је повезан на дистрибутивни систем ОДС ЕПС Дистрибуција на напонски ниво 35 kV. Затворени дистрибутивни систем „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд чине:

- 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 2020. години у затворени дистрибутивни систем „BELGRADE AIRPORT“ д.о.о. Београд преузето је из дистрибутивног система укупно 21,8 GWh електричне енергије, од чега је 8,7 GWh испоручено купцима који су прикључени на систем, док је за сопствене потребе заједно са губицима у затвореном дистрибутивном систему потрошено укупно 13,1 GWh електричне енергије.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор система НИС је повезан на преносни систем на напонски ниво 220 kV. Затворени дистрибутивни систем НИС 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,
- 11 трансформаторских станица 6/0,4 kV/kV са 44 трансформатора укупне инсталисане снаге 106 MVA,
- 0,15 km надземних водова напонског нивоа 220 kV,
- 137 km подземних водова напонског нивоа 6 kV и
- 1979 km подземних водова напонског нивоа 0,4 kV.

У 2020. години затворени дистрибутивни систем НИС није почео са радом.

Затворени дистрибутивни систем којим управља оператор система „ЕНЕРГЕТИКА“, повезан је на преносни систем на напонски ниво 110 kV. Затворени дистрибутивни систем „ЕНЕРГЕТИКА“ чине:

- 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 кабловских водова 6 kV напонског нивоа.

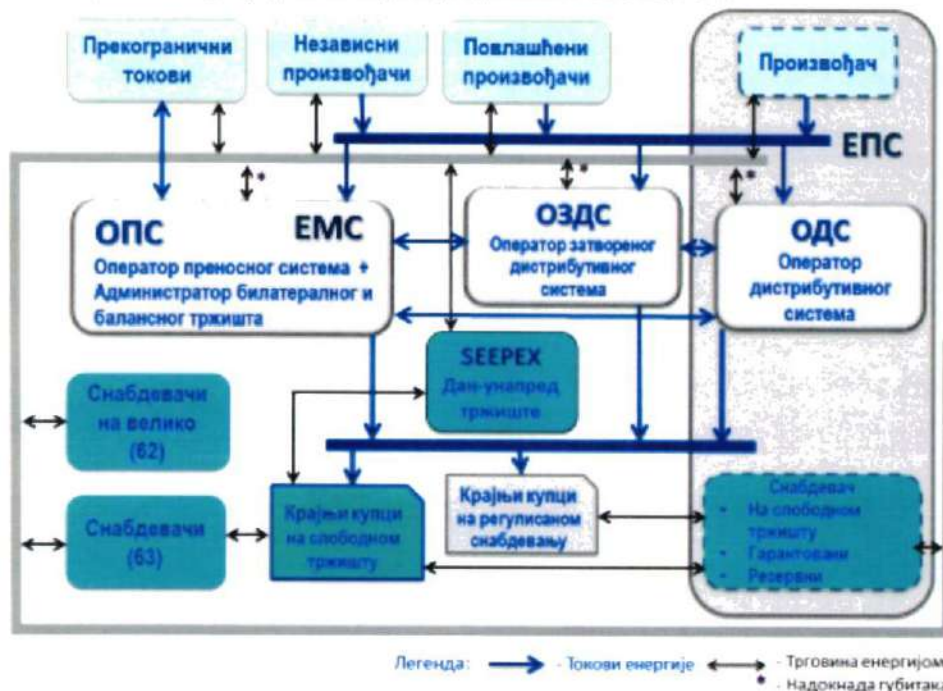
У 2020. години затворени дистрибутивни систем „ЕНЕРГЕТИКА“ није почео са радом.

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 2020. години је приказана на слици 3-7.



Слика 3-7: Шема тржишта електричне енергије на крају 2020. 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 велепродајном билатералном тржишту учесници трговали електричном енергијом по слободним ценама, док се на малопродајном билатералном тржишту снабдевање одвијало по слободним и регулисаним ценама, с обзиром да су од 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/јавног снабдевача.

3.6.1.1 Велепродајно тржиште

Велепродајно тржиште електричне енергије је у 2020. 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 2020. године увоз електричне енергије за потребе купаца у Србији је био незнатно мањи од извоза. Извоз је био доминантан у марту, августу и септембру месецу када је био готово 2 пута већи од увоза. Количине електричне енергије, продате и купљене на организованом тржишту су незнатно увећане у односу на претходну годину. Иако је од почетка рада организованог тржишта електричне енергије опадала билатерална трговина између снабдевача, 2020. године је тај тренд прекинут тако да је обим трговине на билатералном тржишту 2,3 пута већи него на организованом (у 2019. је обим трговине на билатералном тржишту био 1,5 пута већи него на организованом). Продаја енергије крајњим купцима на слободном тржишту је незнатно, за 1,02%, опала у односу на 2019. годину.

Учешће на аукцијама за расподелу прекограничних капацитета је олакшано 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.

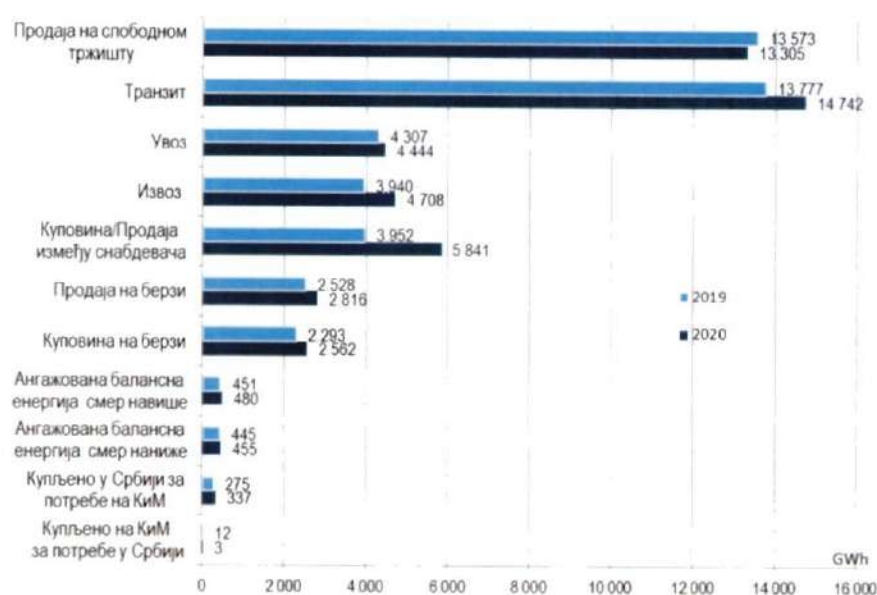
Право на пријаву планова рада на основу одговарајућег уговора потписаног са EMC АД, у 2020. години су имала 64 учесника на тржишту електричне енергије, што је за 12 учесника мање у односу на 2019. годину. Један од узрока овог смањења је престанак статуса балансно одговорне стране учесника који су имали по две компаније регистроване у нашој тржишној области (једну са кодом издатим у Србији, а другу са интернационалним кодом). На тржишту је било 57 активних учесника, што је за 4 мање него у 2019. години, од којих се снабдевањем крајњих купаца на слободном тржишту бавило 11 снабдевача, што је за 2 снабдевача мање у односу на претходну годину.

Табела 3-25: Број учесника на тржишту са правом пријаве дневних планова рада од 2011. до 2020.

Година	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Број учесника на тржишту	35	45	37	47	51	60	65	68	76	64

За потребе балансирања дневних планова рада снабдевача, укупна ангажована балансна енергија у 2020. години је износила 935 GWh, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 35,1 €/MWh, што је за 9,2 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 56,7 €/MWh за смер ангажовања навише и 12,2 €/MWh за смер ангажовања наниже.

На слици 3-8 су приказане количине електричне енергије по активностима снабдевача у 2019. и 2020. години.¹



Слика 3-8: Количине електричне енергије по активностима снабдевача током 2019. и 2020. године

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. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
3. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
4. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
5. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
6. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
7. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)
8. "GROUP TRANS ENERGY OOD", Софија, Бугарска
9. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
10. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
11. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
12. STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
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. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
15. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
16. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Budimpešta, Мађарска
17. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
18. „ENERGY SUPPLY EOOD”, Бугарска
19. „DANSKE COMMODITIES A/S”, Архус, Данска
20. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
21. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
22. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
23. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
24. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
25. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE. EN", Пиреј, Грчка
26. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
27. „JAS Budapest” d.o.o. Subotica
28. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
29. EFT TRADE д.о.о., Београд
30. FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
31. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
32. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот

¹ Сви подаци приказани у табелама добијени су закључно са 15. фебруаром 2021. године и подложни су променама у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије

33. Привредно друштво "ENERGOVIA EOOD", Софија, Бугарска
34. "ENEKO ENERGY" доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
35. Јединствено акционарско друштво "EVN TRADING SOUTH EAST EUROPE", Софија, Бугарска
36. „RESTART ENERGY“ доо Београд-Нови Београд
37. "L-NRG Energiakereskedelmi ZRt", Будимпешта, Мађарска
38. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
39. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
40. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд "
41. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево

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

1. Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд
2. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
3. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
4. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
5. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
6. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд "
7. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
8. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
9. ALPIQ ENERGY SE, Праг
10. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
11. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
12. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
13. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
14. 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
15. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
16. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
17. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
18. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Пиреј, Грчка
19. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
20. „ENERGY SUPPLY EOOD“, Бугарска
21. Привредно друштво "LC ELECTRICITY SUPPLY AND TRADING" доо, Београд
22. „RESTART ENERGY“ доо Београд-Нови Београд
23. DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
24. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК
25. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу Београд
26. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
27. EFT TRADE д.о.о., Београд
28. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
29. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
30. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
31. "Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
32. "HSE BALKAN ENERGY" д.о.о. Друштво за инжењеринг и трговину
33. "MET SRB" д.о.о. Београд
34. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу Београд
35. GSA ENERGY доо, Београд
36. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
37. „JAS Budapest“ d.o.o. Subotica
38. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
39. Привредно друштво "ENERGOVIA EOOD", Софија, Бугарска
40. "ENEKO ENERGY" доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
41. EVN Trading д.о.о. Београд
42. ТИТАН ЦЕМЕНТАРА КОСЈЕРИЋ друштво са ограниченом одговорношћу, Косјерић
43. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
44. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд

Снабдевачи који су увозили електричну енергију:

1. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
2. ALPIQ ENERGY SE, Праг
3. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
4. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
5. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд

6. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
7. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
8. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
9. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
10. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
11. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
12. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
13. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка
14. Предузеће "ENERGY DELIVERY SOLUTIONS" д.о.о., Београд
15. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
16. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
17. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
18. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
19. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
20. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
21. Привредно друштво "ENERGOVIA EOOD", Софија, Бугарска
22. АХРО друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
23. 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
24. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
25. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
26. "GRAND ENERGY DISTRIBUTION", Софија, Бугарска
27. ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "HEP-ENERGIJA" ДОО БЕОГРАД
28. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
29. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
30. АХРО SOLUTIONS AG", Baden, Švajcarska
31. „JAS Budapest" d.o.o. Subotica
32. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
33. Привредно друштво "SENTRADE RS" доо, Београд
34. "MET SRB" д.о.о. Београд
35. "ENEKO ENERGY" доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
36. EVN Trading д.о.о. Београд
37. Привредно друштво „ЕПЦГ" д.о.о. Београд
38. Предузеће "WATT AND VOLT" ДОО, Београд

Снабдевачи који су извозили електричну енергију:

1. Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд
2. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
3. "STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME", Атина, Грчка ALPIQ ENERGY SE, Праг
4. "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска
5. Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд
6. Привредно друштво "TERNA ENERGY TRADING" доо, Нови Београд
7. Мјешовити холдинг "ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ", Требиње
8. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
9. "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана
10. "CENTRICA ENERGY TRADING A/S", Данска
11. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
12. "ReNGRY Trading Group SR" доо, Београд
13. ALPIQ ENERGY SE, Праг
14. „DANSKE COMMODITIES A/S", Архус, Данска
15. "STATKRAFT MARKETS GmbH", Дизелдорф
16. "MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság", Будимпешта, Мађарска
17. "ENERGI DANMARK A/S", Архус, Данска
18. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
19. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - "GRE.EN", Пиреј, Грчка
20. Привредно друштво "ENERGOVIA EOOD", Софија, Бугарска
21. "AYEN ENERGY TRADING" доо Београд-Врачар
22. "FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP", Рединг, Велика Британија
23. Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд
24. ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА ЦРНЕ ГОРЕ АД - НИКШИЋ, НИКШИЋ
25. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
26. ČEZ A.S, Праг, Чешка Република
27. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац

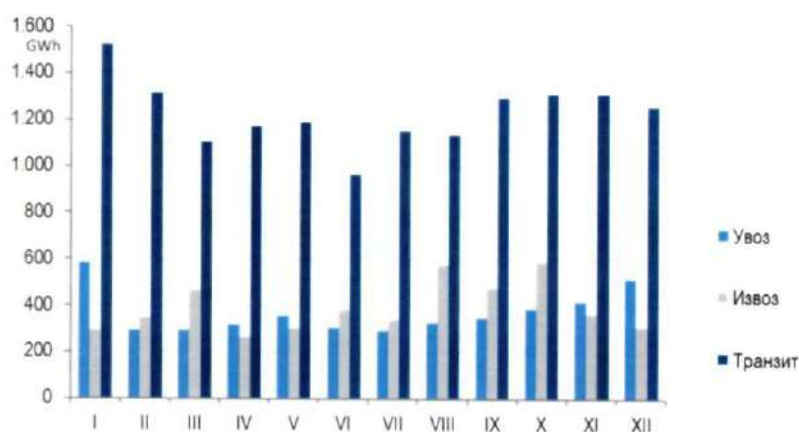
28. „RESTART ENERGY“ доо Београд-Нови Београд
29. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
30. AXPO SOLUTIONS AG“, Баден, Швајцарска
31. Предузеће „ENERGY DELIVERY SOLUTIONS“ д.о.о., Београд
32. Друштво за истраживање, производњу, прераду, дистрибуцију и промет нафте и нафтних деривата и истраживање и производњу природног гаса „Нафтна индустрија Србије“ а.д. Нови Сад
33. „ENEKO ENERGY“ доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
34. Привредно друштво „SENTRADE RS“ доо, Београд
35. GEN-I друштво са ограниченом одговорношћу Београд
36. „MET SRB“ д.о.о. Београд
37. „JAS Budapest“ д.о.о. Суботица
38. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд

Снабдевачи који су се бавили транзитом електричне енергије:

1. STRATEGIC ENERGY TRADING SOCIETE ANONYME“, Атина, Грчка
2. „HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE“ доо, Љубљана
3. „DANSKE COMMODITIES A/S“, Архус, Данска
4. „ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG“, St. Gallen, Швајцарска
5. ИНТЕРЕНЕРГО доо, Љубљана
6. „MVM Partner Energiakereskedelmi Zártkörűen Működő Részvénytársaság“, Будимпешта, Мађарска
7. ALPIQ ENERGY SE, Праг
8. Предузеће „ENERGY DELIVERY SOLUTIONS“ д.о.о., Београд
9. GREEK ENVIRONMENTAL & ENERGY NETWORK S.A. - „GRE.EN“, Пиреј, Грчка
10. ПЕТРОЛ, Словенска енергетска дружба, д.д., Љубљана
11. AXPO друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
12. „STATKRAFT MARKETS GmbH“, Дизелдорф
13. „AYEN ENERGY TRADING“ доо Београд-Врачар
14. AXPO SOLUTIONS AG“, Ваден, Швајцарска
15. Привредно друштво „ЕПЦГ“ д.о.о. Београд
16. Привредно друштво „ELMAKO-ENERGY“ доо, Београд
17. EVN Trading д.о.о. Београд
18. „ENSCO ENERGY SERVICES COMPANY AG“, Cham, Швајцарска
19. ХРВАТСКА ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА д.д., Загреб
20. „NOVA COMMOTIES“ друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
21. ENERGY SUPPLY & TRADE доо, Београд - Савски венац
22. Предузеће „WATT AND VOLT“ ДОО, Београд
23. „ENERGI DANMARK A/S“, Архус, Данска
24. „EZPADA S.R.O.“, Праг
25. Привредно друштво „NETWORK FOR TRADING“ доо, Београд
26. „GRAND ENERGY DISTRIBUTION“, Софија, Бугарска
27. „ReNGRY Trading Group SR“ доо, Београд
28. „FREEPOINT COMMODITIES EUROPE LLP“, Рединг, Велика Британија
29. 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
30. Привредно друштво за трговину електричном енергијом ENERGY MARKET доо, Пирот
31. „ENERGO-PRO TRADING JSC“, Бугарска
32. „ENEKO ENERGY“ доо за производњу и трговину електричном енергијом, Каћ
33. „ELPETRA ENERGY“ AD, Софија, Бугарска
34. Привредно друштво „ENERGOVIA EOOD“, Софија, Бугарска
35. „MET SRB“ д.о.о. Београд
36. „JAS Budapest“ д.о.о. Суботица
37. Друштво за трговину „HEP-ENERGIJA“ д.о.о. Београд

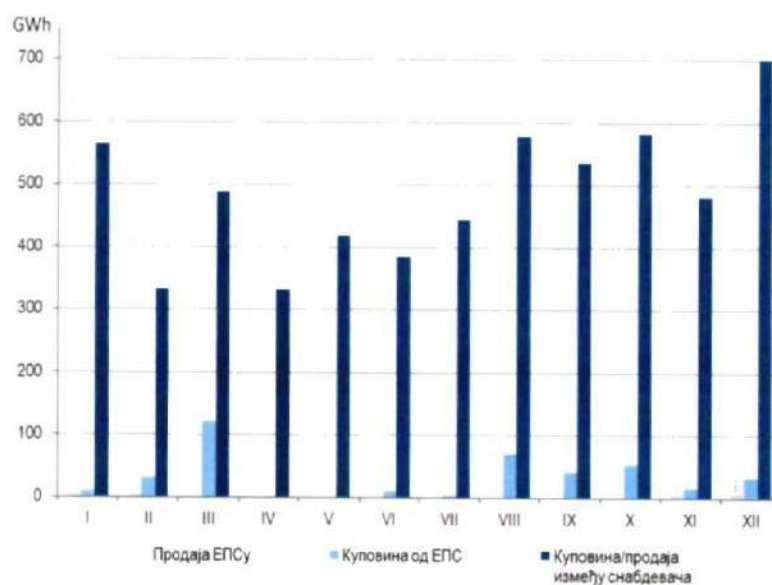
На основу података које су доставили снабдевачи електричном енергијом (комерцијални подаци), током 2020 године транзит је увећан за 7%, извоз за 19% и увоз за 0,3% у односу на претходну годину. Извоз је био изражен у марту, августу, септембру и октобру када је извезено готово дупло више енергије него у осталим месецима. Увоз је био највећи у јануару и децембру 2020. године и био је за око два пута већи од увоза у било ком другом месецу.

Обим увоза, извоза и транзита који су снабдевачи остварили по месецима у 2020. години приказан је на слици 3-9.



Слика 3-9: Увоз, извоз и транзит снабдевача у 2020. 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. Током 2020. године није било значајне куповине ЈП ЕПС од снабдевача, осим у јануару и децембру када је купљено 295 GWh. Током целе године активност продаје електричне енергије ЈП ЕПС другим снабдевачима је била незнатна, осим у марту и августу, када је продаја ЈП ЕПС износила 121 GWh, односно 71 GWh. Трговина између осталих снабдевача је била значајна током целе године, а највећа је била у децембру када је предмет трговине било 700 GWh.



Слика 3-10: Куповина/продаја између снабдевача, односно између снабдевача и ЈП ЕПС у 2020. години

У табели 3-26 су приказани релевантни показатељи развијености и концентрације тржишта електричне енергије у Србији (без АПКМ) у 2020. 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 тржишта⁸ и
- оцена нивоа концентрације тржишта за појединачне активности⁹.

⁸ Herfindahl-Hirschman индекс се дефинише као збир квадрата учешћа појединих компанија на тржишту и што је вредност мања, то је развијенија конкуренција на тржишту.

За оцену концентрисаности тржишта се користе границе:

HHI < 1000 – неконцентрисано

1001 – HHI < 2000 – умерено концентрисано

HHI > 2001 – високо концентрисано тржиште

Табела 3-26: Ниво концентрације тржишта електричне енергије у Србији у 2020. години

Активност снабдевача у 2018. години	Количина електричне енергије	Учешће три снабдевача са највећим обимом трговине	Херфиндал- Хиршманов индекс HHI	Ниво концентрисаности тржишта	
	(GWh)	(%)			(GWh)
Трговина на организованом тржишту (берзи)					
Продаја	2816	42	1.191	938	Низак
Куповина	2.562	42	1.033	892	Низак
Трговина између снабдевача на билатералном тржишту					
Продаја	5.840	45	2.645	935	Низак
Куповина	5.838	31	1.797	647	Низак
Продаја електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту					
Продаја	13.305	99	13.214	9.125	Висок

Од 57 активних снабдевача, 5 снабдевача (Привредно друштво "NETWORK FOR TRADING" доо, Београд, "HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE" доо, Љубљана "ENERGY FINANCING TEAM (SWITZERLAND) AG", St. Gallen, Швајцарска, Привредно друштво "ELMAKO-ENERGY" доо, Београд и ALPIQ ENERGY SE, Праг) се јавља међу три доминантна у свакој од активности. Ниво концентрисаности тржишта је остао на прошлогодишњем нивоу. 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. Важно је напоменути да је укупна количина енергије која је била предмет трговине на берзи у сваком од смерова продаје односно куповине била 2.816 GWh. Међутим, део те енергије није предмет трговине снабдевача већ је оператор преносног система куповао део електричне енергије за надокнаду губитака на организованом тржишту, а на организованом тржишту је и продавао вишкове електричне енергије за надокнаду губитака купљене преко аукцијске платформе. Трговина на билатералном тржишту је за трећину већа у односу на претходну годину. Концентрисаност малопродајног тржишта је веома висока, чак постоји незнатно смањење концентрисаности у односу на 2019. годину, што је последица доминантног положаја ЈП ЕПС на малопродајном тржишту.

3.6.1.2 Малопродајно тржиште

3.6.1.2.1 Испоручене количине електричне енергије крајњим купцима

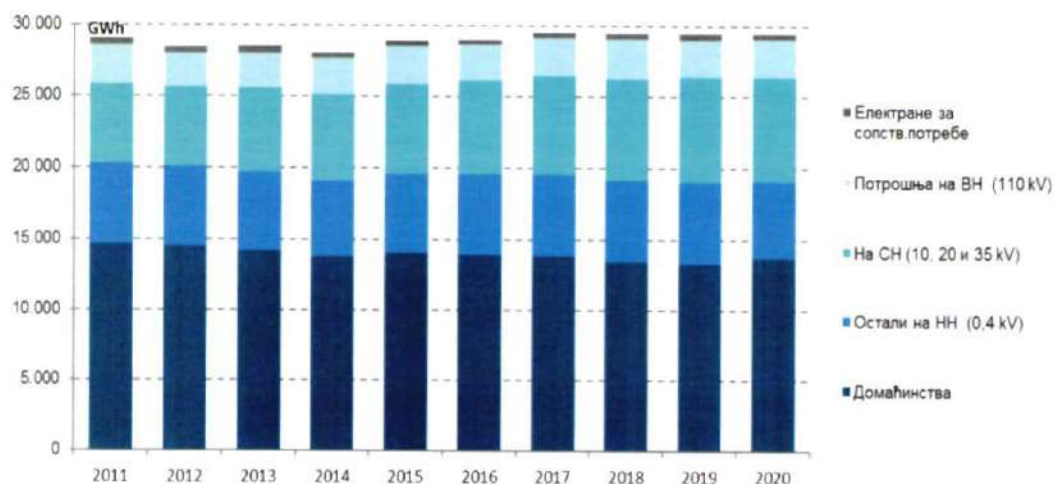
Крајњим купцима је у 2020. години укупно продато и испоручено 29.039 GWh (без потрошње електрана у функцији производње), што је за 0,3% мање од укупно испоручене количине у 2017. години када је испоручена највећа количина електричне енергије у последњих десет година. У табели 3-27 је приказана потрошња електричне енергије у Републици Србији (без АПКМ) у периоду 2011-2020. година, укључујући и електричну енергију коју су произвођачи преузели из преносног система за сопствене потребе.

Табела 3-27: Структура потрошње електричне енергије у периоду 2011-2020.

Категорија потрошње	GWh										
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2020./ 2019.
Домаћинства	14.666	14.517	14.147	13.802	14.062	13.931	13.815	13.415	13.340	13.718	102.8
Остали на ниском напону (0,4 kV)	5.640	5.585	5.580	5.322	5.546	5.665	5.746	5.756	5.707	5.376	94.2
Укупно на ниском напону (0,4 kV)	20.305	20.102	19.727	19.124	19.608	19.596	19.561	19.171	19.047	19.094	100.2
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.553	5.570	5.856	5.985	6.254	6.550	6.865	7.069	7.311	7.280	99.6
Купци на високом напону (110 kV)	2.751	2.312	2.415	2.555	2.669	2.479	2.695	2.798	2.649	2.665	110.6
Испоручено крајњим купцима	28.609	27.984	27.998	27.664	28.531	28.625	29.121	29.038	29.007	29.039	100.1
Испоручено ТЕ и ХЕ за сопствене потребе	476	473	503	401	416	391	394	427	467	429	91.9
Укупна потрошња	29.085	28.457	28.501	28.065	28.947	29.016	29.515	29.465	29.474	29.468	100.0

У односу на 2019. годину, потрошња крајњих купаца (без потрошње електрана у функцији производње) у 2020. је већа само за 0,1% (идентична је потрошњи из 2018. године). Повећана је потрошња домаћинстава за 2,8% (378 GWh) и потрошња купаца на високом напону за 0,6% (16 GWh). Са друге стране, у односу на претходну годину, дошло је до знатног пада потрошње осталих купаца на ниском напону од 5,8% (331 GWh), док је

потрошња купаца на средњем напону била мања за 0,4% (31 GWh). Може се претпоставити да је до пораста потрошње електричне енергије у домаћинствима, а са друге стране до пада потрошње код осталих купаца на ниском напону дошло услед кризе изазване пандемијом вируса COVID-19. Разлог за повећање потрошње домаћинстава је то што су у периоду од марта до маја 2020. године у Србији биле на снази ванредне мере, па је становништво већи део дана проводило у својим домовима, а поред тога током целе 2020. године масовно се примењивао и рад од куће. Са друге стране доста малих и средњих предузећа, посебно у услужној делатности, није радило пуним капацитетом, па је то резултирало смањењем потрошње осталих купаца на ниском напону. Временски услови нису знатно утицали на потрошњу домаћинстава јер су температуре током зиме биле приближно исте као у 2019. години, али због дужег боравка у домовима у односу на 2019. годину, приметно је и повећање потрошње у зимским месецима током 2020. године. Произвођачи су за сопствене потребе (потрошње електрана у функцији производње) преузели 8,1% мање електричне енергије него у претходној години. Код анализе података у посматраном десетоодишњем 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 2011-2020. (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 2020. године је био 3 690.708 и у односу на 2019. годину тај број је повећан за 0,7%.

Табела 3-28: Број места испоруке у 2019. и 2020. години

Категорија потрошње	2019.	2020.	2020./2019.
Домаћинства	3.261.631	3.281.525	100,6%
Остали на ниском напону (0,4 kV)	396.945	403.891	101,7%
Купци на средњем напону (10, 20 и 35 kV)	5.055	5.240	103,7%
Купци на високом напону (110 kV)	58	52	89,7%
Укупан број мерних места	3.663.689	3.690.708	100,7%

3.6.1.2.2 Продаја електричне енергије крајњим купцима

Од 2014. године сви крајњи купци осим домаћинстава и малих купаца 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 3-29: Продаја електричне енергије на малопродајном тржишту у 2020. години

	2019.	2020.	2020./2019.
Регулисано тржиште	14.637	14.935	102,0%
Слободно тржиште	14.370	14.104	98,1%
Снабдевање по слободним ценама	14.261	14.032	98,4%
Резервно снабдевање	109	72	66,1%
Укупна продаја	29.007	29.039	100,1%

Укупна продаја електричне енергије крајњим купцима (без потрошње електрана у функцији производње), у 2020. години је износила 29.039 GWh. У односу на 2019. годину, она је већа за 0,1% (32 GWh). На регулисаном тржишту је продато 2% (298 GWh) више електричне енергије, док је на слободном тржишту продато 1,9% (266 GWh) мање електричне енергије у односу на 2019. годину (од тога је на резервном снабдевању продато 37 GWh мање електричне енергије у односу на 2019. 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. "NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд
4. Друштво за трговину "HEP-ENERGIJA" доо, Београд
5. Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", Чачак
6. EFT TRADE доо, Београд
7. „RESTART ENERGY“ доо, Београд
8. "TWINFIN TESLA" доо, Београд
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. Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево
11. ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима доо, Београд

3.6.1.2.3 Продаја електричне енергије на регулисаном тржишту

На регулисаном тржишту су у 2020. години електричну енергију куповала само домаћинства и мали купци (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). Уведено законско ограничење је доминантно утицало на смањење снабдевања на регулисаном тржишту до 2020. године у којој је на регулисаном тржишту испоручено 51,1% електричне енергије коју су укупно потрошили крајњи купци, што је за 0,7% више него у 2019. години (у 2019. години испоручено је на регулисаном тржишту за 1,5% мање енергије у односу на 2018. годину). Количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту по категоријама потрошње за период 2015-2020. година приказане су табели 3-30. На крају 2020. 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. децембра 2019. године.

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

У 2020. години просечна тржишна, односно велепродајна цена, која се утврђује на основу кретања тзв. фјучерса на околним берзама за наредну годину и која у себи не садржи трошкове преноса и дистрибуције, кретала се на мађарској берзи (HUPX) просечно 50,36 €/MWh за базу енергију, односно просечно 60,33 €/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. децембра 2019. године, износила је 3,30 дин/kWh, односно 28,07 €/MWh, рачунато по просечном курсу € за 2020. годину, што одговара набавној цени на основу које је обрачунат максимално одобрени приход јавног снабдевача приликом давања сагласности Агенције на цене које су важиле од 01. октобра 2016. године.

Табела 3-30: Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на регулисаном тржишту (GWh)				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	830	526	321	247	231
- 0,4 kV II степен	1.307	1.212	1.101	1.048	990
- домаћинства	13.926	13.808	13.401	13.326	13.701
Јавно осветљење	76	48	28	16	13
УКУПНО гарантовано снабдевање	16.139	15.594	14.851	14.637	14.935

У табели 3-31, 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 3-31: Остварене просечне годишње регулисане цене за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Ниски напон (0,4 kV I степен)	10,08	10,50	11,31	11,43	12,21
- 0,4 kV II степен	8,55	8,84	8,91	8,96	9,39
- домаћинства	6,49	6,73	6,84	6,88	7,14
Јавно осветљење	6,39	6,55	6,53	6,56	6,80
Укупно ниски напон	6,84	7,02	7,09	7,10	7,36
УКУПНО ПРОСЕЧНО гарантовано снабдевање	6,84	7,02	7,09	7,10	7,36

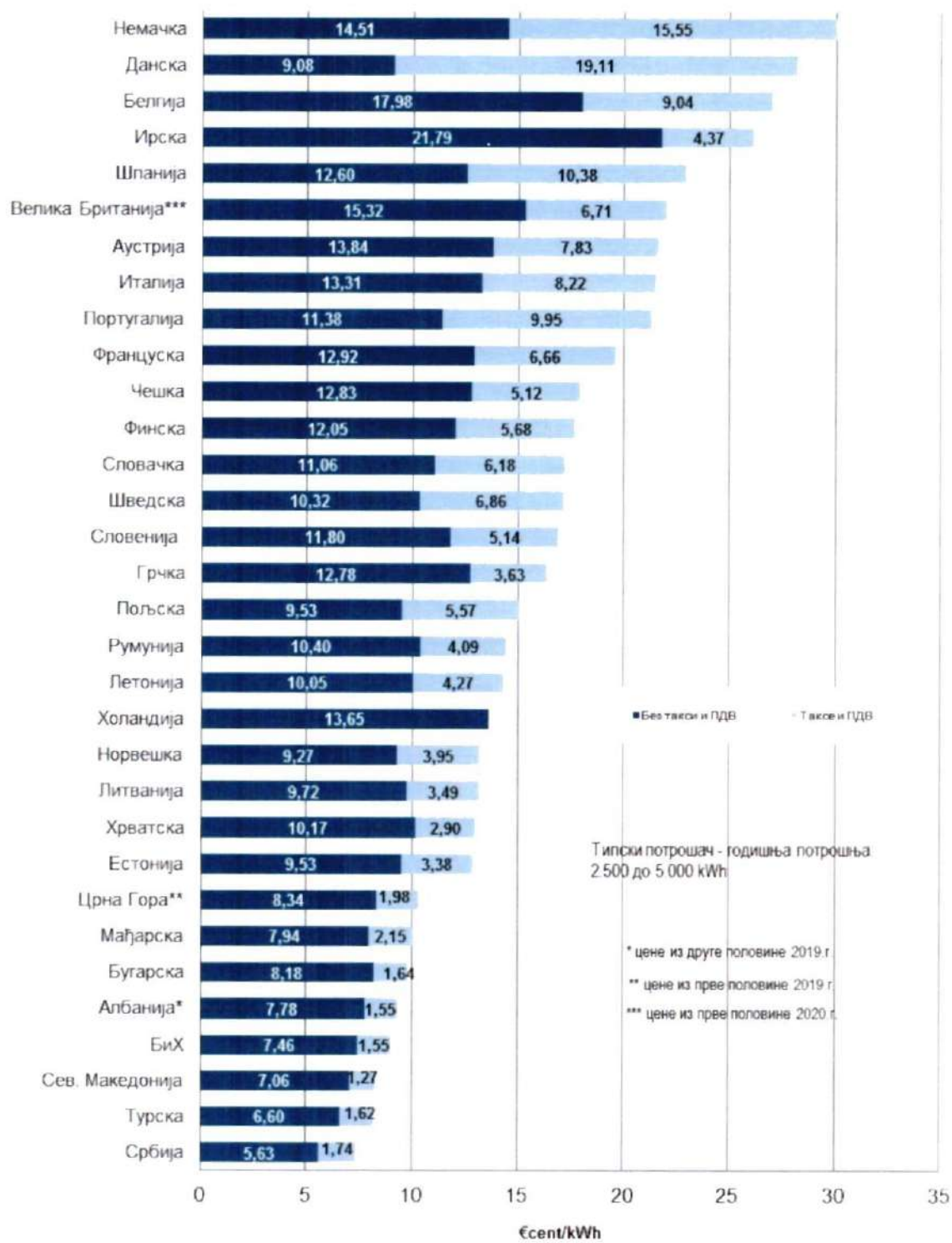
Тарифе за активну енергију за широку потрошњу која обухвата домаћинства и мале купце, нису се мењале у 2020. години и остале су на истом нивоу на коме су биле у децембру претходне године. На основу остварене потрошње у овој категорији у 2020. години, 64% утошене енергије је у зеленој зони, 34% у плавој и 2% у црвеној зони.

Табела 3-32: Тарифе за категорију купаца широка потрошња по зонама потрошње

Категорија купаца	Утошена активна енергија	Тарифе*
Широка потрошња	(MWh)	(дин/kWh)
Трошак јавног снабдевача		137,93
Обрачунска снага		44,196
Активна енергија		
BT зелена до 350 kWh	4.844.719	6,196
HT зелена до 350 kWh	2.452.923	1,549
JT зелена до 350 kWh	2.104.174	5,421
BT плава 351-1600 kWh	2.584.365	9,294
HT плава 351-1600 kWh	1.623.674	2,323
JT плава 351-1600 kWh	813.076	8,132
BT црвена преко 1600 kWh	145.235	18,588
HT црвена преко 1600 kWh	84.961	4,647
JT црвена преко 1600 kWh	38.251	16,264
Укупно	14.691.378	

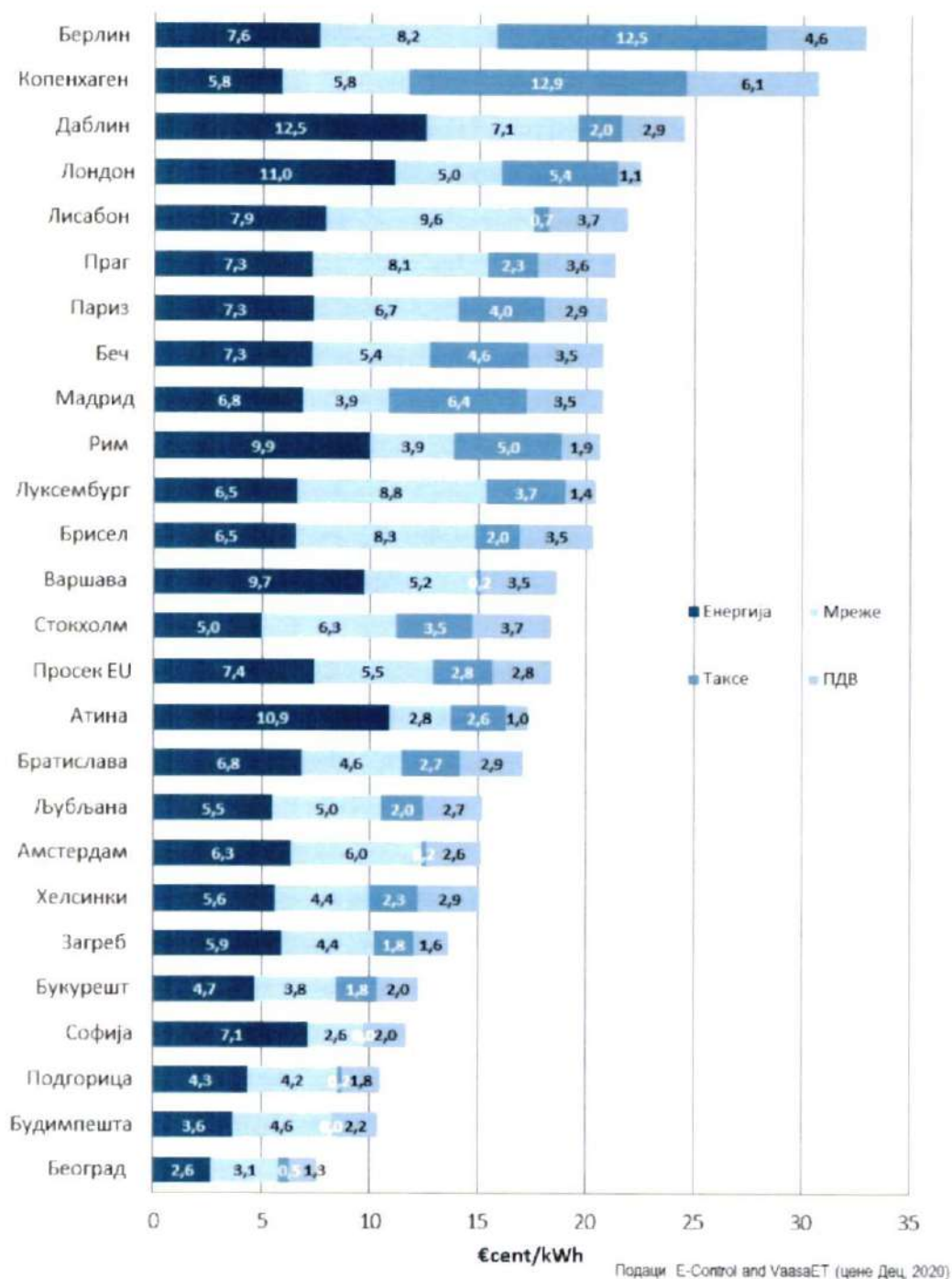
*Тарифе су дате без ПДВ (20%) и акцизе (7,5%)

На сликама 3-12 и 3-15 је приказан упоредни преглед цена електричне енергије за референтне купце из категорија домаћинства и индустрија у Србији, земљама ЕУ и региона, у првом полугодишту 2020. 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 домаћинства су најниже, посматрано и са и без ПДВ и такси, не само у односу на развијене европске државе, него и у односу на земље у региону. У Србији је ПДВ за електричну енергију 20%, а акциза је 7,5%.



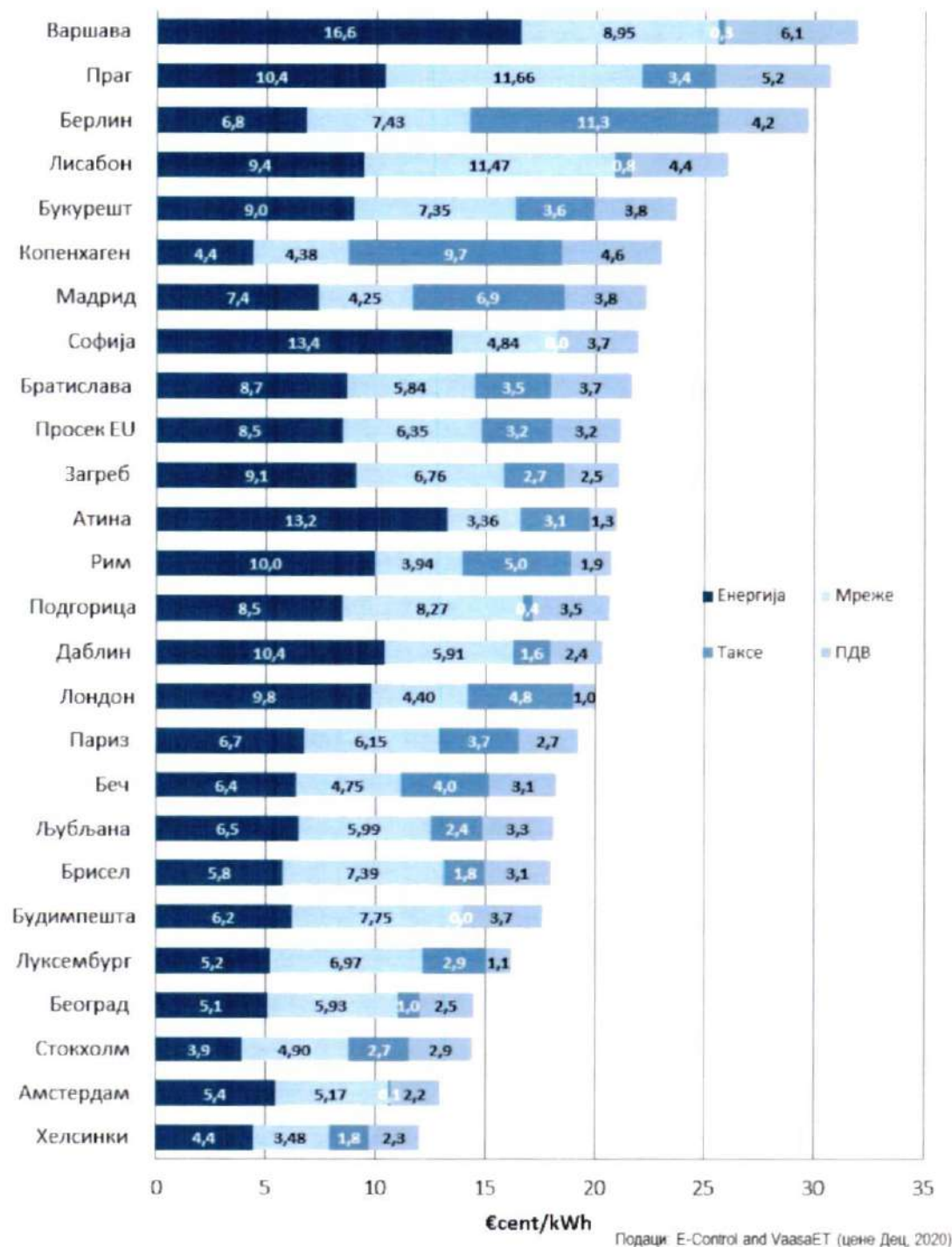
Слика 3-12: Цене електричне енергије за домаћинства – друга половина 2020. године

На слици 3-13 је дата детаљнија структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2020. године. Подаци показују да је у Београду најнижа цена енергије док је цена приступа мрежама (преносној и дистрибутивној) међу најнижима (ниже су цене приступа мрежама у Софији и Атини).



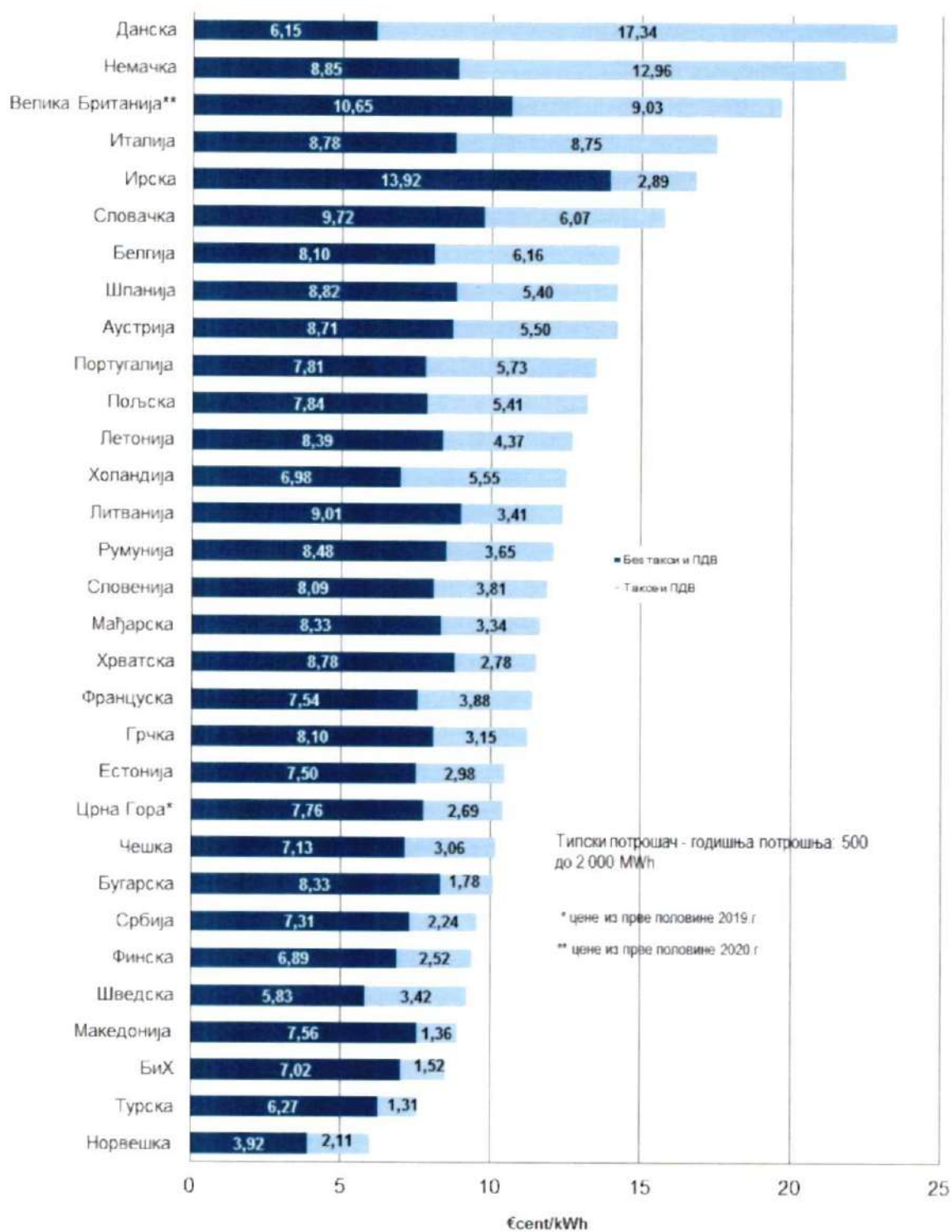
Слика 3-13: Структура продајне цене електричне енергије за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2020. године

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 2020. године. На тај начин, узете су у обзир и разлике у стандарду које постоје између европских земаља. У овом случају, цене електричне енергије за домаћинства у Београду нису најниже у односу на цене у другим главним градовима у европским државама, с обзиром да је у Хелсинкију, Амстердаму и Стокхолму 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 2020. године сведена на паритет куповне моћи

У 2020. години исказане цене у Србији за референтне купце за индустрију су више у односу на неке земље у региону (Босна и Херцеговина и Северна Македонија), Норвешку и Турску, као и земље чланице ЕУ: Финску и Шведску.



Слика 3-15: Цене електричне енергије за индустрију - друга половина 2020. 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 2020. години испоручено 14.032 GWh електричне енергије, без енергије која је испоручена на резервном снабдевању, што је износило 48% укупне потрошње крајњих купаца. Купцима на слободном тржишту, међу

којима је било око 2.3 хиљада домаћинства (станови који су у власништву предузећа која електричну енергију обезбеђују на слободном тржишту), електрична енергија је испоручивана на 137 хиљада мерних места.

Табела 3-33: Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту у 2020. години

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на слободном тржишту (GWh)				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Високи напон (110 kV)	2.474	2.696	2.798	2.637	2.653
35 kV	1.051	1.049	1.006	1.101	1.148
10 kV	5.341	6.737	6.022	6.176	6.106
Укупно високи и средњи напон	8.866	9.482	9.826	9.914	9.906
Ниски напон (0.4 kV I степен)	2.219	2.565	2.798	2.863	2.680
- 0.4 kV II степен	683	799	918	979	951
- домаћинства	5	7	13	14	17
Јавно осветљење	465	465	472	491	478
Укупно ниски напон	3.372	3.826	4.191	4.374	4.126
УКУПНО слободно снабдевање	12.238	13.308	14.017	14.261	14.032

Од 64 енергетских субјеката која су крајем 2020. године била лиценцирана да обављају делатност снабдевања електричном енергијом, на слободном малопродајном тржишту је било активно 11.

Табела 3-34: Остварене количине продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту по снабдевачима у 2020. години

Снабдевач	Количина (GWh)	Удео (%)
Јавно предузеће "Електропривреда Србије" Београд	12702	95.47%
Привредно друштво "ENERGIA GAS AND POWER" д.о.о. Београд (Нови Београд)	444	3.34%
"NOVA COMMODITIES" друштво са ограниченом одговорношћу, Београд	68	0.51%
ДРУШТВО ЗА ТРГОВИНУ "NEP-ENERGIJA" ДОО БЕОГРАД	27	0.20%
Привредно друштво за производњу промет и услуге "НОЛЕКО ДОО", ЧАЧАК	25	0.19%
EFT TRADE д.о.о. Београд	13	0.10%
RESTART ENERGY" доо Београд-Нови Београд	8	0.06%
"TWINFIN TESLA" доо. Београд	5	0.04%
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	4	0.03%
Предузеће "С.О.К." ДОО, Краљево	4	0.03%
ПЕТРОЛ друштво за трговину нафтом и нафтним дериватима д.о.о. Београд	2	0.02%

Доминантан снабдевач на слободном тржишту је остао ЈП ЕПС са уделом од 95,5% од укупно продате електричне енергије крајњим купцима на слободном тржишту и 97,9% од укупне финалне потрошње.

Табела 3-35: Остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Високи напон (110 kV)	5.51	5.33	5.69	6.06	6.43
35 kV	6.42	6.07	6.52	8.87	6.94
10 kV	6.60	6.35	6.91	7.44	7.97
Укупно високи и средњи напон	6.34	6.07	6.56	7.29	7.50
Ниски напон (0.4 kV I степен)	9.02	8.76	9.30	10.24	10.24
- 0.4 kV II степен	8.44	8.54	9.02	9.94	10.15
- домаћинства	9.03	8.82	8.97	9.86	10.19
Јавно осветљење	7.57	7.35	7.51	8.14	7.98
Укупно ниски напон	8.70	8.54	9.03	9.93	9.96
УКУПНО ПРОСЕЧНО	7.01	6.80	7.33	8.13	8.25

Структура малопродајних цена на слободном тржишту у 2020. години је приказана у наредној табели.

Табела 3-36: Структура остварене просечне годишње малопродајне цене на слободном тржишту за крајње купце

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

Као резервни снабдевач, ЈП ЕПС је купцима испоручио 72 GWh електричне енергије, односно 0,25 % од укупне испоруке електричне енергије крајњим купцима. Количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању по категоријама потрошње за период 2016-2020. година приказане су табели 3-37.

Табела 3-37: Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању

Категорија потрошње	Остварене количине испоручене електричне енергије на резервном снабдевању (GWh)				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Високи напон (110 kV)	5	0	0	12	12
35 kV	16	6	0	0	0
10 kV	142	72	40	34	27
Укупно високи и средњи напон	163	78	40	46	39
Ниски напон (0,4 kV I степен)	48	72	54	31	18
- 0,4 kV II степен	19	27	25	15	4
- домаћинства	0	0	0	0	0
Јавно осветљење	18	40	50	17	11
Укупно ниски напон	85	139	129	63	33
УКУПНО резервно снабдевање	248	217	169	109	72

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

Табела 3-38: Остварене просечне годишње цене резервног снабдевања за крајње купце (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Високи напон (110kV)	6,28	-	-	9,12	9,01
35 kV	9,64	8,66	8,48	10,47	-
10 kV	9,77	8,75	8,70	10,17	9,98
Укупно високи и средњи напон	9,71	8,74	8,69	9,91	9,65
Ниски напон (0,4 kV I степен)	12,03	10,96	10,76	12,40	11,95
- 0,4 kV II степен	10,86	10,34	10,50	12,17	12,38
- домаћинства	12,07	10,38	10,79	12,11	12,63
Јавно осветљење	10,42	9,59	9,63	11,20	11,16
Укупно ниски напон	11,39	10,43	10,31	12,02	11,75
УКУПНО ПРОСЕЧНО	10,34	9,85	9,88	11,12	10,55

Укупно остварена просечна цена електричне енергије на малопродајном тржишту Србије, која се односи на све облике трговине електричном енергијом, износи 7,79 дин/kWh или 6,63 €/kWh, рачунато по просечном курсу евра за 2020. годину. Структура ове укупне просечне цене по напонским нивоима и категоријама и групама купаца може се видети у наредној табели:

Табела 3-39: Укупно остварене просечне годишње цене за регулисано тржиште, слободно тржиште и резервно снабдевање (без ПДВ и такси)

Категорија потрошње	Остварена просечна годишња цена				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Високи напон (110 kV)	5,52	5,33	5,69	6,07	6,45
35 kV	6,47	6,08	6,52	8,87	6,94
10 kV	6,65	6,37	6,92	7,45	7,98
Укупно високи и средњи напон	6,39	6,09	6,57	7,31	7,50
Ниски напон (0,4 kV I степен)	9,35	9,10	9,53	10,38	10,41
- 0,4 kV II степен	8,54	8,74	8,98	9,45	9,77
- домаћинства	6,49	6,73	6,84	6,88	7,14
Јавно осветљење	7,50	7,40	7,60	8,19	8,01
Укупно ниски напон	7,18	7,34	7,53	7,76	7,92
УКУПНО ПРОСЕЧНО	6,94	6,94	7,22	7,61	7,79

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 3-40: Преглед и структура остварених просечних годишњих цена у 2020. години по активностима

Активност	Структура	Цена
		дин/MWh
Велепродајно тржиште	Продаја другим снабдевачима	5,54
	Продаја на берзи	4,62
	Извоз	5,00
	Укупна велепродајна цена	5,15
Пренос	Приступ преносној мрежи	0,26
	Губици преносне мреже	0,12
	Помоћне услуге и резерва капацитета	0,11
	Укупно пренос	0,50
Дистрибуција	Приступ дистрибутивној мрежи	2,14
	Губици дистрибутивне мреже	0,86
	Укупно дистрибуција	3,00
Малопродаја	Јавно снабдевање по регулисаним ценама	7,36
	Резервно снабдевање	10,40
	Снабдевање квалификованих купаца по тржишним ценама	8,25
	Укупно малопродаја	7,79
Остало	Додатни трошкови (порези и таксе)	2,40
Просечно крајњи купци		10,18
- од тога индустријски потрошачи		10,97
- од тога домаћинства		9,35

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 3-41: Промена снабдевача по мерним местима у 2020. години

Категорија потрошње	Број мерних места			Испоручена електрична енергија (MWh, %)		
	Укупан	Са променом снабдевача	%	Укупно	На мерним местима са новим снабдевачем	%
На високом напону	52	1	1,92	2.874.000	61.998	2,16
На средњем напону (35 kV)	140		2,86	1.148.389	3.813	0,33
На средњем напону (10 и 20 kV)	6.100	292	5,73	6.131.718	346.346	5,65
На ниском напону (0,4kV I степен)	41.867	1.654	3,95	2.928.437	129.110	4,41
Широка потрошња - Комерцијала и остали (0,4kV II степен)	338.625	5.252	1,55	1.945.798	44.563	2,29
Јавно осветљење	23.199	3.837	16,54	501.667	69.843	13,92
Домаћинства	3.281.525	148	0	13.718.126	641	0
Укупно	3.690.708	11.188	0,3	29.221.136	656.314	2,25

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 2019. годину укупан број промена снабдевача по броју места примопредаје опао је са 0,43% на 0,30%, а проценат удела количине електричне енергије која је предмет промене снабдевача опала је са 2,80% на 2,25%. За разлику од претходне године, у 2020. години је била једна промена снабдевача код купаца чији су објекти повезани на преносни систем (110 kV напонски ниво). Значајнији пад промене снабдевача остварен је на дистрибутивном нивоу у 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, преношење 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
- Квалификовани произвођач – 2

Укупан број издатих гаранција порекла у периоду од прве издате гаранције порекла (новембар 2018.) закључно са децембром 2020. године је 207.509, док је само у 2020. било издато 200.087 гаранција порекла. Број увезених гаранција порекла у периоду од омогућеног увоза преко АИБ до краја 2020. је 84.449, док 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 2020. 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 2020. 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 2020. 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.

Крајем 2020. године потписан је нови Уговор о раду СММ блока који је усаглашен са најновијим европским прописима. Током целе 2020. године ЕМС АД је заједно са чланицама СММ (Србија-Црна Гора-Северна Македонија) контролног блока радио на успостављању СММ GCC (Grid Control Cooperation), односно процеса нетовања нежељених одступања регулационих области унутар СММ контролног блока.

Укупна ангажована балансна енергија у свим обрачунским периодима у 2020. години је износила 935,4 GWh¹⁹, за коју је укупна пондерисана цена поравнања износила 35,1 €/MWh, што је за 9,2 €/MWh мање него у претходној години. Узимајући у обзир смер ангажовања баланских ентитета, пондерисана цена поравнања износила је 56,7 €/MWh за смер ангажовања навише и 12,2 €/MWh за смер ангажовања наниже.

3.6.4 Организовано тржиште електричне енергије

Према Закону о енергетици, организовање и администрирање организованог тржишта електричне енергије и његово повезивање са организованим тржиштима електричне енергије других земаља, обавља оператор тржишта. Организацију и рад оператора тржишта, услове и начин пословања учесника на организованом тржишту електричне енергије и друге услове којима се обезбеђује функционисање тржишта електричне енергије у складу са Законом, ближе уређује Влада Републике Србије. ЕМС АД, основао је 14. јула 2015. 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.seepex-spot.com. На берзи је у 2020. години регистровано 22 учесника, што је за три учесника више него у 2019. години. Трговином се активно бавило 18 учесника, као и у 2019. 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.

ЕМС АД од 2018. године купује електричну енергију за надокнаду губитака на аукцијама које ЕМС 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 ЕМС АД и које су склопиле оквирни уговор са ЕМС АД. Такође, ЕМС 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 2020. години била предмет трговања на SEEPEX, износила је 2.816.007 MWh, што је за 11% више него у 2019. години. Удео електричне енергије која је истргована на берзи у односу на електричну енергију испоручену свим крајњим купцима електричне енергије је 9,7 %, док је 21,2% удео берзе у односу на енергију која је испоручена крајњим купцима који се снабдевају на слободном тржишту (слободно малопродајно тржиште). На велепродајном тржишту, удео берзе је 32,5%, где се под велепродајним тржиштем подразумева билатерално тржиште (куповина и продаја електричне енергије између снабдевача електричне енергије) и куповина, односно продаја електричне енергије на берзи (организованом тржишту). У 2020. 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. Најмањи обим месечне трговине је био у јулу и износио је 191.179 MWh, што је за 13% више него у минималном месецу претходне године. Највећа сатна цена достигнута је 17. децембра у 17. сату и износила је 165,6 €/MWh. Просечна базна цена на годишњем нивоу је износила 39 €/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 „Електро mreжа 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 балансом тржишту. Сви кључни тржишни подаци, изузев оних

¹⁹ Податак „објављен до 15. фебруара 2021. године и подложен је промени у складу са Правилима о раду тржишта електричне енергије

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 2020. ЕМС АД је достављао 99% од укупног броја података дефинисаних Уредбом ЕУ 543/2013 за транспарентност на платформу EMFIP (још увек се не објављују само подаци остварене производње по генераторима). 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.

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 2020. године пратила рад регулатора 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 2020. године није било могуће применити ове Препоруке у Републици Србији јер је закључено да Агенција за енергетику, као ни друга тела Републике Србије немају законске надлежности за предложена поступања наведена у Препоруци, па је стога није било могуће применити. Поред непостојања NEMO, Уговорне стране не испуњавају још низ других услова за потенцијално спајање тржишта са тржишима земаља чланица ЕУ, а које прописује платформа за MRC (Multi Regional Coupling), односно SDAC (Single Day-Ahead Coupling). Радна група ECRB за електричну енергију није додатно разматрала нацрт Препоруке ECRB за доношење регулаторних мера које подржавају рану примену координисаног прорачуна прекограничних преносних капацитета у ЕнЗ, који је предложио Секретаријат Енергетске заједнице током 2019. године. Крајем 2020. године одржан је састанак Министарског Савета Енергетске заједнице на коме нису усвојене предложене измене Уговора о Енергетској заједници, па нису отклоњена ни критична питања реципроцитета и компетенције ACER на Уговорне стране Енергетске заједнице, па је до даљњег онемогућена примена тржишних мрежних правила ЕУ (CACM) у Уговорним странама Енергетске заједнице. Секретаријат Енергетске заједнице је предложио измену предлог алтернативног плана за рану примену тржишних мрежних правила ЕУ (CACM) у Уговорним странама Енергетске заједнице тако што би се креирале две паралелне структуре дневног и унутардневног спојеног тржишта (ЕУ SDAC и у ЕнЗ) при чему би се склапао посебан билатерални уговор за случајеве спајања тржишта између Уговорне стране Енергетске заједнице и земље чланице ЕУ. Током 2020. године радна група ENTSO-E за југоисточну Европу је разматрала овај предлог Секретаријата Енергетске заједнице и закључила да би овакво решење могло да узрокује погрешне сигнале на тржишту ЕУ и Уговорних страна Енергетске заједнице. Остварена је и активна сарадња између ENTSO-E и Европске асоцијације регулатора (ACER) којој одржавање четврте заједничке радионице посвећене питањима интеграције тржишта електричне енергије и примене Уредбе ЕУ 1222/2015 (CACM). Током 2020. 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 2020. 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, 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 региону¹¹, 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 (HOPS), Црне Горе (ЦГЕС), Косова* (KOSTT), Албаније (OST), Северне Македоније (МЕМПСО), Грчке (IPTO) и Турске (TEIAS). Канцеларија обухвата алокације прекограничних капацитета на седматрици. Оператор преносног система Србије (ЕМС АД) није учествовао у формирању Канцеларије. У претходним годинама су започели, а током 2020. 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

¹¹ Један од 8 европских региона у оквиру којих се развијају регионална тржишта електричне енергије, која се интегришу у тржиште ЕУ: Чине га: Албанија, Босна и Херцеговина, Србија, Црна Гора, Косово*, Северна Македонија, Словенија, Хрватска, Мађарска, Румунија, Бугарска, Грчка и Италија са будућим подвозним каблом.

основи. EMC АД је закључио вишегодишње уговоре о размени хаваријске енергије на комерцијалној основи са операторима преносног система Мађарске (MAVIR) 2019., Хрватске (ХОПС) 2018. и Румуније (Transelectrica) 2017. Током 2020. године на снази је био и уговор који је EMC 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 EMC 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 балансном механизму.

EMC 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 и Accounting Agreement). На снази је Scheduling Agreement са оператором преносног система Мађарске (MAVIR) 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 (МЕПСО).

Надгледање тржишта

У ЕнЗ се велика пажња посвећује развоју алата и база података за надгледање тржишта електричне енергије и природног гаса. Још током 2015. године су покренути преговори између ACER и Секретаријата ЕнЗ око видова сарадње радних група ACER и ECRB, у циљу лакшег праћења активности у ЕУ и примене ЕУ механизма у Уговорним странама ЕнЗ. Меморандум о разумевању између ACER 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 ACER, али је ACER одустао од укључивања података Уговорних страна ЕнЗ за велепродајно тржиште у свој извештај. Тако су у периоду од 2016 до 2020. године радне групе ECRB 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 ACER 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 ECRB. Током 2020. године постигнут је договор између ECRB и ACER да се и подаци Уговорних страна о надзору велепродајног тржишта електричне енергије укључе у извештај ACER за надзор тржишта у договореном обиму и структури.

На основу Смерница за регулаторно надгледање тржишта у ЈИЕ које је ECRB одобрио 2014. године, током 2020. 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 ECRB за електричну енергију су наставили да користе софтвер на интернет платформи SEEAMMS, у циљу детекције одступања индикатора и израде годишњег извештаја. У новембру 2020. године ECRB је објавио годишњи извештај за 2019. годину о надзору прекограничних капацитета. Током 2020. године спроведена је ротација Уговорних страна као вршилаца функције администратора платформе SEEAMMS на свака два месеца.

У оквиру радне групе ECRB за потрошаче и тржиште на мало, током 2020. године су прикупљени подаци и израђен је извештај о надзору тржишта електричне енергије на мало на основу података за 2019. годину. У 2020. 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 2021. године. У 2020. години финализиран је извештај у коме је дат преглед законске регулативе у Уговорним странама ЕнЗ по питању купаца који истовремено могу и да производе електричну енергију (купац-произвођач/prosumer).

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 основ 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.

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 одређују показатељи техничког и комерцијалног квалитета испоруке и комерцијалног квалитета снабдевања електричном енергијом, начин евидентирања података и рачунања показатеља, начин и рокове за достављање података и извештаја Агенцији, хармонизације начина евидентирања података и прорачуна показатеља квалитета, како би се омогућило формирање базе комплетних, поузданих и упоредивих података и израчунатих показатеља за потребе њиховог поређења и регулације. Прикупљени подаци и израчунати показатељи треба да омогуће да се у наредним изменама Правила о квалитету пропишу 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 2020. 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 2020. године.

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.

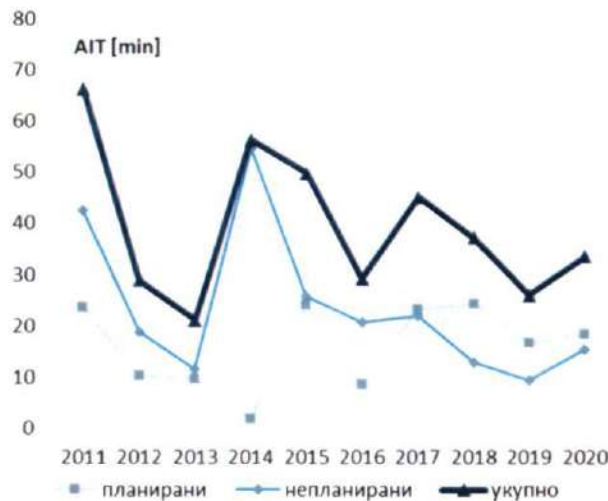
У односу на 2019. годину, у 2020. години показатељи за непланиране прекиде су значајно лошији, како у погледу неиспоручене електричне енергије, тако и испале снаге, где су показатељи повећани чак три пута у односу на прошлогодишње вредности. Узрок овоме су поремећаји у преносном систему који су се десили током 2020. године, првенствено поремећај у ТС Панчево 2 дана 03.06.2020, а осим тога и квар на далеководу 106АБ у месецу фебруару као и поремећај у ТС Смедерево 3 дана 06.07.2020. Показатељи за планиране прекиде су значајно лошији, испала снага је чак 3,4 пута већа него у претходној години. Повећање испале снаге, а тиме и неиспоручене електричне енергије услед планираних прекида је последица планираних радова на преносном систему, прикључења нових и ремонта постојећих елемената преносног система.

За непланиране прекиде показатељи испала снага и неиспоручена електрична енергија у последњем десетогодишњем периоду су приказани у табели 3-42.

Табела 3-42: Показатељи непрекидности испоруке у преносној мрежи за период 2011 - 2020. година

Прекиди	Испала снага	ENS	ENS
	MW	MWh	%
2011			
Планирани	392	1.875	0,005
Непланирани	3.212	3.364	0,008
Укупно	3.604	5.239	0,013
2012			
Планирани	129	757	0,002
Непланирани	2.390	1.395	0,004
Укупно	2.519	2.152	0,005
2013			
Планирани	161	618	0,002
Непланирани	1.770	747	0,002
Укупно	1.931	1.365	0,004
2014			
Планирани	115	110	0,0003
Непланирани	1.905	3.496	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	1.059	826	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	676	1162	0,0035
Непланирани	2856	978	0,0029
Укупно	3535	2140	0,0064

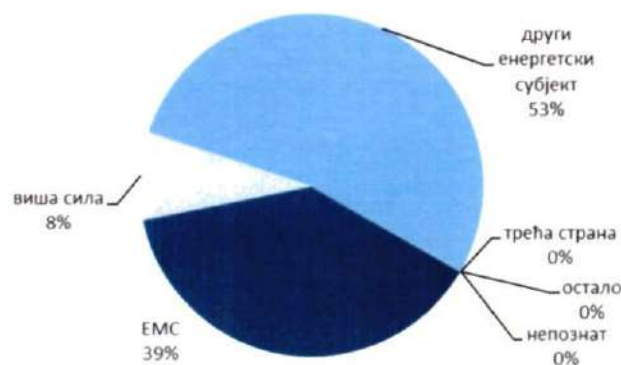
Вредности најчешће коришћеног показатеља непрекидности у преносној мрежи АIT, одвојено за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказане су на слици 3-16.



Слика 3-16: Просечно трајање прекида напајања

У 2020. години је дошло до повећања просечног времена трајања планираних прекида, које је са 16,66 минута порасло на 18,22 минута. Просечно трајање непланираног прекида је знатно веће од прошлогодишњег и износи 15,34 минута, што је 1,64 пута веће од прошлогодишњих 9,31 минута.

На слици 3-17 су приказани сви узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2020. 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 2020. године: првенствено поремећај у ТС Панчево 2 дана 03.06.2020., а осим тога и квар на далеководу 106АБ у месецу фебруару, као и поремећај у ТС Смедерево 3 дана 06.07.2020. године.



Слика 3-17: Узроци непланираних прекида и њихово учешће у неиспорученој енергији услед непланираних прекида у 2020. години

3.7.1.2 Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже

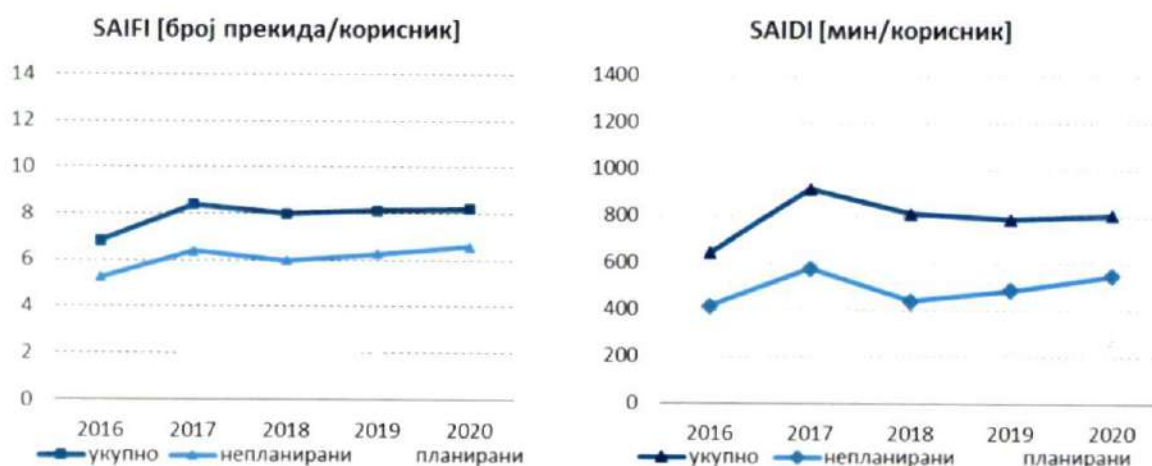
Непрекидност испоруке са дистрибутивне мреже се вреднује на основу показатеља:

- SAIFI¹² – просечна учестаност прекида напајања по кориснику и
- SAIDI¹³ – просечно трајање прекида напајања у минутима по кориснику.

Овако прорачунати показатељи непрекидности испоруке у дистрибутивној мрежи за период 2016. - 2020. година, посебно за планиране и непланиране прекиде, као и укупно, приказани су на слици 3-18.

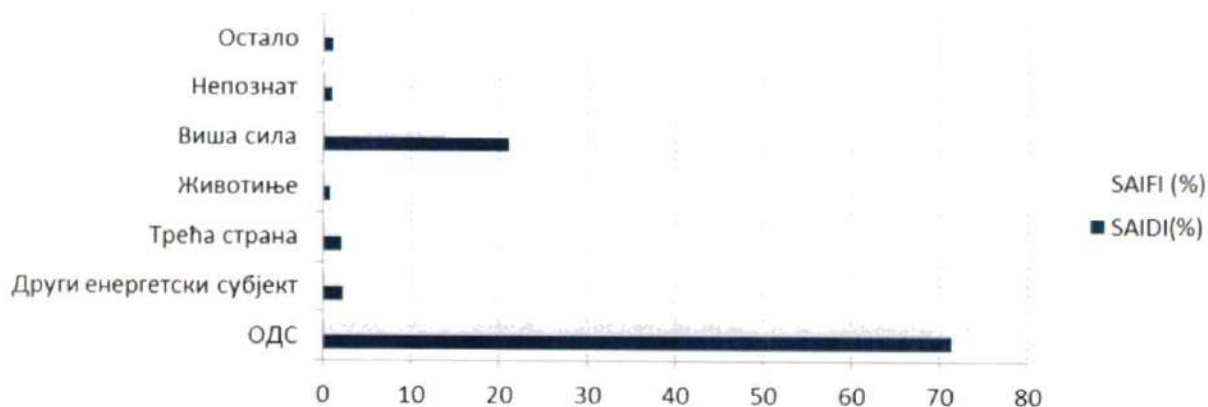
¹² рачуна се као количник кумулативног броја прекида напајања корисника и укупног броја корисника [број прекида/корисник]

¹³ рачуна се као количник кумулативног трајања прекида напајања корисника и укупног броја корисника [трајање прекида/корисник]



Слика 3-18: SAIFI и SAIDI за период 2016. - 2020. година

Код показатеља непрекидности за непланиране прекиде у дистрибутивној мрежи, на нивоу Србије је у 2020. години дошло до благог погоршања. Просечна учестаност непланираних прекида је повећана са 6,29 на 6,61 прекида по кориснику, док је просечно трајање непланираних прекида по кориснику повећано за 60 минута, са 486 на 547 минута. Просечна учестаност планираних прекида је смањена, са 1,85 на 1,60 прекида по кориснику, док је просечно трајање планираних прекида по кориснику смањено за 43 минута, са 302 на 252 минута. Остварене вредности показатеља су на нивоу показатеља из претходних пет година, што је значајно више од вредности у земљама ЕУ¹⁴. Ово показује да је потребно да се озбиљније анализирају разлози за овакво стање у дистрибутивном систему, тако да се сагласно резултатима те анализе примене неопходне мере у правцу смањења броја и трајања прекида нападања. Разлози непланираних прекида и њихов удео у укупном броју и трајању прекида, приказани су на слици 3-19.



Слика 3-19: Учешће узрока непланираних прекида у SAIFI и SAIDI за 2020. годину

Учешће појединих узрока прекида у броју и трајању непланираних прекида разликује се у односу на 2019. годину. Удео непланираних прекида чији је узрок виша сила и други енергетски субјект незнатно је већи него претходне године, што су прекиди на које ОДС није могао да утиче. Број непланираних прекида којима је узрок ОДС је незнатно умањен. Део узрока дефинисан као „непознато“ и „остало“ и даље је значајан, мада мањи него у 2019. 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 квалитету је дефинисано да оператори система морају да евидентирају сметње у раду услед којих напон и фреквенција излазе изван граница које су прописане Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом и Правилима о раду преносног, односно дистрибутивног система. У досадашњој пракси, оператори система нису достављали Агенцији извештаје о лошим напонским приликама у мрежи, осим са аспекта жалби корисника које се прате у оквиру комерцијалног квалитета.

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

3.7.3 Комерцијални квалитет

Правила о праћењу 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 домаћинстава 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 2020. години, за потребе праћења комерцијалног квалитета, ОДС, 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, ОДС је значајно побољшао начин евидентирања података, али и поред тога, регистравање 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 (које одговарају некадашњим привредним друштвима за дистрибуцију) нису расположиви.

3.7.3.1 Прикључење, обуства и искључење

Подаци ОДС о захтевима за прикључење на систем током 2020. године, приказани су у табели 3-43 по напонским нивоима, посебно за средњи напон (СН), ниски напон (НН) и укупно.

Табела 3-43: Захтеви за прикључење по напонским нивоима и укупно у 2020. години

Захтеви за прикључење		СН	НН	Укупно	
Број	поднетих захтева	476	24705	25.181	
	решених захтева	којима се одобрава прикључење	383	16.898	17.281
		којима се одбија прикључење	4	337	341
		који су решени на други начин	58	4.790	4.848
		Укупно	445	22.025	22.470
	у року (15 дана за крајње купце, 45 дана за произвођаче)	215	1.534	13.749	
%	решених захтева у односу на број поднетих	93	89	89	
	захтева којима се одобрава прикључење у односу на број решених	86	77	77	
	решених захтева у року (15 дана за крајње купце, 45 дана за произвођаче)	48	61	61	
Просечно време	потребно за одлучивање по захтеву изражено у данима (крајњи купци / произвођачи)	23/40	19/28	20/30	

У односу на претходну 2019. годину, број поднетих захтева за прикључење, као и број решења којима се одобрава прикључење, је за око 20% већи за прикључења на средњенапонској мрежи, док је на нисконапонској мрежи у незнатном порасту. Просечно време потребно за решавање захтева за прикључење за крајње купце је, у зависности од напонског нивоа за који је поднет захтев, између 18 и 23 дана, што је знатно изнад законског рока за решавање захтева за прикључење за крајње купце који износи 15 дана.

Табела 3-44: Прикључење објеката/мерних места по напонским нивоима у 2020. години

Прикључења		СН	НН	Укупно
Број	прикључених објеката/мерних места	176	32.463	32.639
	прикључених објеката/мерних места у року од 8 дана	170	27.525	27.695
%	прикључених објеката/мерних места у року од 8 дана	97	85	85
Просечно трајање у данима		5	8	8
потребно за прикључење од дана испуњења свих услова				

У 2020. години је прикључено 2.111 објеката/мерних места мање него у 2019. години. Показатељи који описују прикључење објеката/мерних места (табела 3-43) су на средњем напону значајно побољшани, тако да је 97% прикључења урађено у року, при чему је просечно време потребно за прикључење од дана испуњења услова, за два дана дуже и износи 7 дана. На ниском напону, показатељи који описују прикључење објеката/мерних места су за 3% лошији, тако да је 85% 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.

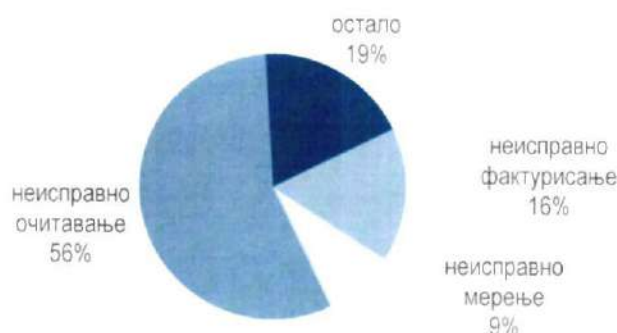
У 2020. години је пријављено 26.893 обустава по захтеву снабдевача, због неизмиривања обавеза за испоручену електричну енергију у прописаном року, што је за 68% мање него у 2019. години. Просечно време поновног прикључења након престанка разлога за обуставу/искључење износило 1,6 дана, односно након неосноване обуставе/искључења је на нивоу оператора дистрибутивног система износило 1,1 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 2020. години планиране за 3.664.600 бројила (што чини 99,25% од укупно 3.692.183 мерних уређаја) и реализоване су на 167.994, односно 5% планираних. При томе је у 16.989, односно у 10% случајева уочена неправилност. Од стране купаца и енергетских субјеката захтевано је 222.789 ванредних контрола мерних места, а контрола је спроведена за 207.090 захтева (што представља око 93% броја захтеваних контрола, при чему је одређени број контрола извршен на основу захтева из претходне године). Од спроведених ванредних контрола на 207.090 мерних уређаја, на 11% ванредно контролираних мерних места уочене су неправилности, односно на 22.607 мерних места које су отклоњене у 22.338 случајева. Ови показатељи су алармантни, велики је проценат уочених неправилности на мерним уређајима, а оператор дистрибутивног система не испуњава своју обавезу да спроводи редовну контролу свих мерних уређаја једном годишње. Потребно је значајно унапређење контроле мерних уређаја, а број уочених неправилности потврђује неопходност њихове хитне замене.

Исправна мерења након регистравања нестанка сметње или оштећења мерних уређаја су у 95% случајева обезбеђена у року од 2 дана након регистравања сметњи. Просечно време потребно за обезбеђење исправног мерења од дана регистравања настанка сметње или оштећења мерних уређаја за категорије корисника на високом, средњем и ниском напону (мерна места са мерењем активне и реактивне енергије и максималне активне снаге) је у просеку било између 1 и 2 дана, у зависности од напонског нивоа.

Од укупног броја редовно издатих рачуна, којих је у 2020. години било 42.691.390, кориговано је 0,6% рачуна, при чему је 56% коригованих обрачуна било услед неисправног читавања. Просечно време решавања приговора на рачун је било 3 дана. Разлози за корекцију рачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна су дати на слици 3-20.



Слика 3-20: Разлози за корекцију обрачуна и њихов удео у укупном броју коригованих обрачуна у 2020. години

3.7.3.3 Отклањање техничких сметњи у испоруци

У 2020. години је било 1988 захтева купаца за отклањање напонских сметњи које се понављају у дужем временском периоду, од којих је 90%, -1795 захтева било основано. Напонске сметње су отклоњене у 1641, односно 91% случајева у којима је захтев био основан.

Просечно време од подношења захтева до провере напона на лицу места и обавештавања купца је 5,9 дана, док је просечно време од утврђивања до отклањања напонских сметњи 8,83 дана.

3.7.3.4 Корисничке услуге

Упркос напретку који је остварен на унапређењу пружања услуга корисницима у корисничким и контакт центрима (центри за пријем позива корисника), подаци на основу којих би се оценио квалитет пружених услуга у овим центрима још увек су претежно нерасположиви услед одсуства одговарајуће информатичке подршке за праћење и регистровање 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 2020. години укупан број регистрованих обраћања корисничком центру оператора дистрибутивног система био је 575.459, што је за 28% више него претходне године. Од укупног броја обраћања корисничком центру, телефонским путем је примљено 73% (419.805 позива). Просечно време чекања одзива на телефонски позив у корисничком центру било је 7 минута, што је за 5 минута мање него у 2019. години. Број телефонских позива упућених дежурним службама за пријаву кварова износио је 275.028.

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. Овакво очекивање се заснива на пројекцијама БДП и раста потрошње у индустријском сектору, као и примени мера за повећање енергетске ефикасности у свим секторима потрошње.

3.8.2 Производне могућности

Од укупне производње електричне енергије у Републици Србији, при просечним хидролошким условима, око 2/3 електричне енергије се произведе у термоелектранама на угаљ, а 1/3 из хидро потенцијала. Од краја 2018. године значајни капацитети ветроелектрана су прикључени на преносни систем, тако да њихово учешће у укупној производњи електричне енергије постаје све значајније, и у 2020. години је износило око 2,5%.

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 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. година, 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, па 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 поменути 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 искорак 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. Према НЕРП планирано је до краја 2027. године сукцесивно 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 2020. године настављени су радови на овом постројењу, а очекује се да оно буде у функцији до маја 2023. године. Планирано је да се спроведе тендер за

изградњу постројења за одсумпоравање и за два преостала блока у Термоелектрани Никола Тесла А (А1 и А2). У децембру 2020. године постављен је камен темељац за изградњу постројења за одсумпоравање димних гасова за Термоелектрану Никола Тесла Б.

У претходним годинама рађено је на смањењу загађења тако што је урађена изградња електро филтера на свим блоковима у Термоелектрани Никола Тесла А чиме су знатно смањене емисије прашкастих материја, односно ПМ честица (Particulate matter – PM). Такође, спроведено је и смањење емитовања азотних оксида на блоковима А3, А4 и А5.

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 2020. године најзначајније активности су биле:

- радови на изградњи новог термо блока Б3 у ТЕ Костолац Б снаге 350 MW, на косточачки лигнит (инвеститор је ЈП ЕПС);
- ремонти блокова Б1 и Б2 у ТЕ Костолац Б;
- припрема изградње првог ветропарка у власништву ЈП ЕПС снаге 66 MW у Костолцу;
- наставак рада на „зеленом пројекту“ у Рударском басену Колубара којим је предвиђена набавка нове опреме која ће обезбедити сигурно снабдевање термоелектрана лигнитом и поштовање прописа у области заштите животне средине. Крајем 2019. године „зелени пројекат“ је почео да функционише са половином капацитета, а током 2020. године настављени су радови и очекује се да у 2021. години проради пуним капацитетом;
- настављена је изградња комбиноване гасне термоелектране-топлане ТЕ-ТО Панчево са истовременом производњом топлотне и електричне енергије са максималном снагом од 190 MW у кондензационом режиму (инвеститори су Нафтна индустрија Србије а.д. и Гаспром 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;
- завршена је ревитализација хидроелектране Зворник. Од 2016. године ревитализована су сва четири агрегата. Укупна инсталисана снага након ревитализације износи 125,6 MW, што је за 30% већа инсталисана снага у односу на снагу пре почетка ревитализације и
- припремне активности за ревитализацију ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица, Власинских ХЕ и ХЕ Ђердап 2.

3.8.3 Коришћење обновљивих извора енергије

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

Услови стицања статуса повлашћеног произвођача прописани су Уредбом о условима за стицање статуса повлашћеног произвођача електричне енергије и критеријумима за оцену испуњености тих услова. За спровођење наведене уредбе, као и осталих уредби које су везане за ову област (Уредба о уговору о откупу електричне енергије, Уредба о накнади за подстицај повлашћених произвођача и сл.), одговорно је министарство надлежно за енергетику (www.mre.gov.rs). Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије које су примењиване у 2020. години приказане су у табели 3-45.

Табела 3-45: Откупне цене за повлашћене произвођаче електричне енергије

Ред. број	Врста електране	Инсталирана снага (MW)	Подстицајна цена (сЕ / kWh)					
			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 - 6,834*P	14,512 - 6,943*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	7,58	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	16,335 - 1,111*P	18,535 - 1,123*P	18,794 - 1,139*P	19,085 - 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	15,165	15,377	15,62	15,62	
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	9,58	9,70	
6	Соларне електране							
6.1	на објекту	до 0,03	14,60 - 80*P	14,76 - 80,88*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	13,087 - 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	Геотермалне 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	8,66	8,78	8,92	9,04	
9	Електране са комбинованом производњом на природни гас							
9.1		До 0.5	8,20	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 3-46: Структура и остварене цене електричне енергије (без ПДВ и такси) преузете од повлашћених произвођача у 2020. години

Категорије повлашћених произвођача		Количина	Износ	Цена
		MWh	000 дин	дин/kWh
1	Мале хидроелектране	221.283	2.533.308	11,45
2	Електране на биогаз	179.897	3.575.447	19,87
3	Електране на ветар	835.168	9.259.879	11,09
4	Електране на сунчеву енергију	9.043	232.015	25,66
4.1	Електране на сунчеву енергију на тлу	5.712	150.134	26,29*
4.2	Електране на сунчеву енергију на објектима	3.332	81.881	24,58
5	Електране са комбин. произ. на фосилна горива	100.062	1.016.980	10,16
5.1	Електране на гас	99.481	1.011.075	10,16
5.2	Електране на угаљ	581	5.905	10,16
6	УКУПНО	1.345.454	16.617.629	12,35

- * Просечна откупна цена од електрана на сунчеву енергију је виша од тренутне цене прописане у Уредби, 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 оџ / kWh

У 2020. години, крајњи купци електричне енергије су плаћали посебну накнаду за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у износу од 0,093 дин/kWh.

Табела 3-47: Износ накнаде за подстицај повлашћених произвођача електричне енергије у периоду 2016.-2020. година

	дин/kWh				
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Накнада за подстицај ОИЕ	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093

Табела 3-48: Износ прикупљене накнаде за подстицај повлашћених произвођача у 2020. години

	Прикупљено (000 дин без ПДВ)
Приходи по основу продаје електричне енергије по признатој цени	4.442.690
Приход по основу фактурисане накнаде	2.747.461
- ЕПС снабдевање	2.571.154
- Остали снабдевачи	176.307
Умањење прихода за признату ненаплативост од 2%	-143.803
Укупно	7.046.347

Табела 3-49: Електрична енергија преузета од повлашћених произвођача у периоду 2016-2020. година

	MWh				
Извори обновљиве енергије / гориво за комбиновану производњу	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Водотокови	192.453	183.233	265.917	230.298	221.283
Фосилна горива (угаљ, мазут и природни гас) – комбинована производња	78.188	112.446	105.814	91.501	100.062
Биогаз	34.048	71.255	95.494	136.070	179.897
Сунчева енергија	11.100	11.100	10.521	10.941	9.043
Ветар	26.237	48.457	150.419	892.994	835.168
УКУПНО	342.026	426.491	628.165	1.361.804	1.345.454

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

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

3.8.4 Изградња нових преносних капацитета

Током 2020. године у преносном систему су спроведене активности на редовном одржавању и ремонтима постојећих објеката оператора преносног система ЕМС АД. Са друге стране, основне инвестиције активности у 2020. 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 и повезивања.

ЕМС АД је током 2020. године учествовао на активностима везаним за градњу секција 2, 3 и 4 прве фазе Трансбалканског коридора. Претходно је 2019. године прибавио Употребну дозволу за Секцију 1 прве фазе Трансбалканског коридора (двоструки далековод 400 kV ТС Панчево 2 – граница са Румунијом) чија је изградња завршена 2017. године. Обзиром да радови на изградњи далековода са румунске стране нису завршени, један систем далековода је пуштен под напон 110 kV из правца ТС Панчево 2 и искоришћен за напајање 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.

За Секцију 2 (далековод 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV), током 2020. године су потписани уговори за извођење радова на изградњи ДВ 400kV Крагујевац 2– Краљево 3, доградњи и реконструкцији 400kV далеководног поља у ТС 400/110 kV/kV Крагујевац 2 и изградњи 400 kV разводног постројења и трансформацији у 400/220 kV у ТС Краљево 3. За Секцију 3, за део ДВ 2x400 kV Бајина Башта – Обреновац, у марту 2020. године усвојен је Просторни план подручја посебне намене од стране Владе Републике Србије, а у новембру 2020. године добијени су локацијски услови.

За Секцију 3 (далековод 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV), за део Изградња РП 400 kV у ТС Бајина Башта. У августу 2020. године су добијени позитивни извештаји Ревизионе комисије за студију оправданости и идејне пројекте за саобраћајни прикључак приступног пута и за реконструкцију и доградњу ТС Бајина Башта. За Секцију 3, за део ДВ 2x400 kV Бајина Башта – Обреновац, у марту 2020. године усвојен је Просторни план подручја посебне намене од стране Владе Републике Србије, а у новембру 2020. године добијени су локацијски услови.

За Секцију 4 (Интерконективни далековод 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе), у 2020. години започела је реализација 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).

Најзначајнији инвестициони радови у високонапонским постројењима (трансформаторским станицама и разводним постројењима) у току 2020. године су били: завршетак радова и пуштање под напон и у пробни рад реконструисаних постројења ТС 400/220/100 kV/kV/kV Смедерево 3, ТС 400/220/100 kV/kV/kV Сремска Митровица 2, ТС 400/220/100 kV/kV/kV Нови Сад 3, ТС 220/110/35 kV/kV/kV Београд 5, ТС 220/100 kV/kV Београд 3 и РП 110 kV Дрмно. Поред тога инвестиционе активности реконструкције су се одвијале у ТС 220/110 kV/kV Србобран, ТС 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1 и ТС 400/220 kV/kV Обреновац и на изградњи нове ТС 220/110 kV/kV Бистрица.

У 2020. години најзначајнији инвестициони радови на далеководима су били: завршетак радова на реконструкцији 110 kV далековода ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник, 110 kV далековода ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А, двосистемског 110 kV далековода ТС Бор 1 – ТС Бор 2 и завршетак радова на изградњи нових каблова 110kV ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 3, 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и новог 110 kV далековода Бела Црква – Велико Градише. Поред завршених радова, вршени су и радови на изградњи новог кабла 110 kV ТС Београд 45 – ТЕ-ТО Нови Београд, расплету 110 kV водова код ТС Србобран и увођење 400 kV далековода бр.444 у ТС Србобран, реконструкцији вода 148/2 Бор 2- Зајечар 2, расплету далековода 220 kV и 110 kV за ТС Бистрица и новом каблу 110 kV Нови Сад 5 - Нови Сад 7.

У току 2020. године ЕМС АД је издао бројна акта за потребе прикључења/повезивања објеката на преносни систем. Од пројеката повезивања енергетских објеката на преносни систем, најзначајнија је била реализација повезивања дистрибутивних трансформаторских станица и то: ТС 110/35/10 kV/kV/kV Лапово, ТС 110/35 kV/kV Горњи Милановац, ТС 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1, ТС 110(35)/10 kV/kV Крушевац 3, ТС 110/35/10 kV/kV/kV Лозница 2, ТС 110/10 kV/kV Београд 23, ТС 110/10 kV/kV Београд 45, ТС 110/20 kV/kV Бела Црква и ТС 110/20 kV/kV Шабац 5.

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 свако 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.

ЕМС АД је у новембру 2019. године доставио предлог Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2020-2029. године, који је после јавне расправе и коментара Агенције кориговао. 15. октобра 2020. године Агенцији је доставио нови План развоја преносног система Републике Србије за период од 2020-2029. године и План инвестиција у преносни систем Републике Србије за период 2020-2022. 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.

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

За преносну мрежу 400 kV напонског нивоа, у Плану развоја су дефинисани пројекти интерконеције 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, али имајући у виду резултате студије изводљивости где је истакнута потреба да се за ове објекте обезбеди што веће учешће бесповратних средстава, остаје отворено питање извора финансирања изградње ових објекта.

Најзначајнији планирани пројекат нове интерконеције у оквиру Плана развоја је интерконеција 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 - подизање чвора Бајина Башта на 400 kV напонски ниво и изградња новог двоструког 400 kV далековода између ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, што представља Секцију 3 прве фазе Трансбалканског коридора;
- изградња постројења 400 kV, уместо 220 kV у ТС Србобран и изградња водова за прикључење ТС Србобран;
- реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV/kV;
- нова ТС 400/110 kV/kV у региону јужног Баната и
- реконструкција ТС Крагујевац 2, ТС Панчево, ТС Бор 2, разводног постројења за Ђердап 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 интерконецију између Србије, Црне Горе и Босне и Херцеговине.

У погледу преносне мреже 220 kV напонског нивоа, стратешко опредељење ЕМС 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. Поред тога ради се на изградњи новог разводног постројења за ТЕ-ТО Панчево и нове ТС 220/110 kV/kV Бистрица. Планирано је повећање инсталисане снаге у ТС 220/110/35 kV/kV/kV Крушевац 1 и други пројекти неопходне адаптације и реконструкције објеката на овом напонском нивоу.

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

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

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 2020. годину. У Плану инвестиција за период 2020 - 2022. године, на који је Агенција дала сагласност, оператор преносног система је у 2020. години планирао укупно 101 инвестицију.

односно 73 пројекта, од којих су 42 инвестиције - градња новог објекта, 55 је реконструкција, адаптација и доградња, а 4 инвестиције су остала улагања у преносни систем.

Табела 3-50 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према типу активности за 2020. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-50: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према типу активности за 2020. годину

(€)			
Тип активности	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
Градња новог објекта	18.481.000	12.423.000	67
Реконструкција, адаптација и доградња	11.373.000	8.546.000	75
Остала улагања у преносни систем	2.688.000	3.601.000	134
Укупно	32.542.000	24.569.000	76

Табела 3-51 приказује укупну планирану и реализовану вредност инвестиција оператора преносног система према напонском нивоу за 2020. годину у складу са усвојеним Планом инвестиција.

Табела 3-51: Планирана и реализована вредност инвестиција у развој преносне мреже према напонском нивоу за 2020. годину

(€)			
Напонски ниво	Планирана вредност	Реализована вредност	Индекс
110 kV	14.672.000	12.678.000	86
220 kV	3.827.000	2.813.000	74
400 kV	11.385.000	5.481.000	48
Сви напонски нивои - имплементација даљинског управљања	2.658.000	3.596.000	135
Укупно	32.542.000	24.569.000	76

3.8.5 Инвестиционе активности оператора дистрибутивних система

Оператор дистрибутивног система, 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 објекта купаца и произвођача на дистрибутивни систем. ОДС је током 2020. године припремао, али није доставио Агенцији ове планове на давање сагласности.

Током 2020. године, ОДС је спровео активности на изградњи нових објекта као и на реконструкцијама и модернизаци постојећих објекта.

У дистрибутивном систему током 2020. године су завршени или су започети следећи радови:

- на трансформаторским станицама:
 - изградња нових, проширење и реконструкција постојећих трансформаторских станица, при чему је најзначајније пуштање у рад нових трансформаторских станица ТС 110/35/10 kV/kV/kV Лозница 2 и ТС 110/35/10 kV/kV/kV Крушевац 3 и нових трансформаторских станица ТС 35/10 kV/kV Златибор1, ТС 35/10 kV/kV Чучуге и ТС 35/10 kV/kV Лозница 5. 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, али и у ванредним ситуацијама, у случајевима елементарних непогода и природних катастрофа, какве су поплаве и пожари. Током 2020. године све четири мобилне трансформаторске станице успешно су прикључене на дистрибутивни систем и тренутно су инсталиране у: ТС 110/35 kV/kV Београд 2, ТС 35/10 kV/kV Пожаревац Центар, ТС 35/10 kV/kV Крушевац 4 и ТС 35/10 kV/kV Златибор 1. Ово је прво прикључење опреме оваквог типа на дистрибутивни систем Републике Србије.
- 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 19. маја 2020. године је доставио Агенцији План преузимања мерних уређаја за 2020. годину и извештај о оствареном преузимању у периоду 2015 – 2019. година. Агенција је 29. маја 2020. године дала сагласност на овај план. На основу Извештаја о реализацији плана преузимања мерних места за 2020. годину закључено је да ОДС није спроводио ове активности у складу са планом, јер је током 2020. године преузето само 1,35 % од планираних мерних места за преузимање од купаца и ниједно од планираних мерних места за преузимање од произвођача.

3.8.6 Смањење губитака електричне енергије у дистрибутивној мрежи

У 2020. години је дошло до пораста губитака у дистрибутивној мрежи, који су у односу на губитке у 2019. години већи за 1,6% и износе 11,95% 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 2020. години урађене само на 4,58% планираних места, 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, далеководна и трансформаторских станица;
- преузимање мерних уређаја, мерно разводних ормана, инсталације и опреме у мерно разводним орманима, прикључних водова и других уређаја који су у саставу прикључка у објектима постојећих купаца и њихово довођење у стање сагласно техничким прописима и правилима рада ОДС;
- набавку и уградњу нових бројила код већине купаца;
- модернизацију система мерења са даљинским читавањем и управљање потрошњом;
- унапређење техничког и пословног система обрачуна и наплате електричне енергије;
- активирање постојећих и уградња нових уређаја за компензацију реактивне снаге и
- унапређење сарадње са државним органима у циљу сузбијања крађе електричне енергије.

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 (дигитална) бројила, он није израђивао овај план и достављао га Агенцији.

У табели 3-52 приказан је укупан број бројила оператора преносног система. Сва бројила су дигитална са функционалностима: даљинско читавање од стране ОПС, даљинско читавање од стране корисника коришћењем одговарајуће апликације, двосмерно мерење (производња и потрошња), управљање тарифама и чување података.

Табела 3-52: Бројила у преносном систему

Напонски ниво	400kV	220kV	110kV
Број бројила уграђених код купаца	0	6	84
Број бројила уграђених код произвођача	11	11	36
Број бројила уграђених код ОДС и ЗДС	0	0	421
Број бројила уграђених на интерконективним далеководима	8	5	13
Укупно	19	22	554

Оператор дистрибутивног система током 2020. године није доставио Агенцији план имплементације економски оправданих облика напредних мерних система. У складу са Законом резултати овог плана треба да буду саставни део плана развоја и плана инвестиција дистрибутивног система.

У табели 3-53 приказан је укупан број бројила оператора дистрибутивног система. За купце укупан проценат дигиталних бројила (за све напоске нивое) износи 1,6%, док за произвођаче укупан проценат дигиталних бројила (за све напоске нивое) износи 99%.

Код купаца су највише уграђена дигитална бројила која имају само функционалност даљинско очитавање од стране ОДС и таквих је 0.8% бројила од укупно свих уграђених бројила за купце. 0,5% од укупно свих уграђених бројила за купце има истовремено три функционалности, док само 0,3% бројила од укупно свих уграђених бројила за купце има истовремено седам функционалности (даљинско очитавање од стране ОДС, даљинско очитавање од стране корисника (купца), даљинско укључивање/искључивање, даљинско управљање потрошњом, управљање тарифама, кућни дисплеј и чување података).

Код произвођача су највише уграђена бројила која имају истовремено три функционалности и таквих је 46,3% од укупно свих уграђених бројила за произвођаче. 32,9% од укупно свих уграђених бројила за произвођаче имају само функционалност даљинско очитавање од стране ОДС, 2,1% од укупно свих уграђених бројила за произвођаче имају само функционалност даљинско очитавање од стране корисника (произвођача) док 17,7% 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 3-53: Бројила у дистрибутивном систему

	Напонски ниво		110kV	35, 20, 10kV	0,4kV		Домаћинства
		Број бројила			купци са мерењем снаге	купци без мерења снаге	
Бројила уграђена код купаца	Електромеханичка	Број бројила	0	935	25006	342492	3263708
	Дигитална	Број бројила	0	4070	17119	7860	29275
	Укупно	Број бројила	0	5005	42125	350352	3292983
	Процент дигиталних бројила у односу на укупан број бројила	%	0	81,3	40,6	2,2	0,9
Бројила уграђена код произвођача	Напонски ниво		35kV	20kV	10kV	0,4kV	
	Електромеханичка	Број бројила	0	0	4	0	
	Дигитална	Број бројила	26	41	106	151	
	Укупно	Број бројила	26	41	110	151	
	Процент дигиталних бројила у односу на укупан број бројила	%	100	100	96,4	100	

У наредном периоду је неопходно да опертор 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 2020. 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.

Нафтна индустрија Србије (НИС)	Подземно складиште гаса БАНАТСКИ ДВОР	Јавно предузеће СРБИЈАГАС	YUGOROSGAZ а.д.	29 Енергетски субјект	38 Енергетских субјеката
ПРОИЗВОДЊА природног гаса	ОПЕРАТОР СКЛАДИШТА природног гаса Складиштење и управљање складиштем	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Транспортгас Србија д.о.о Транспорт и управљање транспортним системом	ОПЕРАТОР ТРАНСПОРТНОГ СИСТЕМА Yugorosgaz-транспорт д.о.о. Транспорт и управљање транспортним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом (29)	Енергетски субјекти који имају одговарајућу лиценцу за снабдевање природним гасом (на слободном тржишту) (38)
СНАБДЕВАЊЕ природним гасом на слободном тржишту		ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	ОПЕРАТОР ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА Дистрибуција и управљање дистрибутивним системом	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање (29) • на слободном тржишту (24)	
		СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту - резервно снабдевање - снабдевање јавних снабдевача	СНАБДЕВАЊЕ природним гасом • регулисано јавно снабдевање • на слободном тржишту		

Слика 4-1: Организациона структура сектора природног гаса на крају 2020. године

Делатност транспорта природног гаса и управљања транспортним системом у Србији обављају два оператора транспортног система (ОТС), Транспортгас Србија д.о.о. Нови Сад и Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. Ниш. ОТС Yugorosgaz-Транспорт д.о.о. је у 2015. години извршио правно раздвајање од вертикално интегрисаног предузећа „Yugorosgaz“ а.д. Београд. У ЈП Србијасу су донете одлуке о правном и функционалном раздвајању ОТС - Транспортгас Србија д.о.о. од матичног предузећа, тако да је у 2020. године Транспортгас Србија д.о.о. обављао делатности транспорта и управљања транспортним системом за природни гас.

Делатност дистрибуције и управљања дистрибутивним системом обавља 31 оператор дистрибутивног система (ОДС). Број ОДС се смањило за један, пошто је ЈКП Градска Топлана Зрењинин престала да обавља дистрибуцију природног гаса, а на овом систему делатност је наставио да обавља ЈП Србијасу. Поред ЈП Србијасу и Yugorosgaz а.д. делатност дистрибуције природног гаса и управљања дистрибутивним системом за природни гас обавља још 28 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 Србијасу, поред дистрибуције природног гаса обављају још и снабдевање по регулисаним ценама и снабдевање на слободном тржишту природним гасом, јер имају мање од 100 000 прикључених крајњих купаца, тако да још увек нису обавезни да правно раздвоје обављање делатности дистрибуције од делатности снабдевања.

На крају 2020. године, било је укупно 65 енергетских субјеката који су имали лиценцу за снабдевање природним гасом од којих је било активно 24. Јавним снабдевањем крајњих купаца природним гасом, по регулисаним ценама, бави се 31 јавни снабдевач, који се истовремено баве и дистрибуцијом природног гаса.

Влада Републике Србије је, у складу са Законом, одредила да ЈП Србијасу буде снабдевач јавних снабдевача и резервни снабдевач природним гасом за 2020. 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 Србијасу (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 3,4% производње) испоручују на 4 места у дистрибутивни систем. Укупна годишња производња, која је испоручена у транспортни и дистрибутивни систем, у 2020. години је била 265 милиона m^3 , што је мање за 9,55% од производње у претходној години. После значајног раста у 2011. и 2012. години, производња природног гаса сваке године опада.

Табела 4-1: Производња природног гаса у Србији у периоду 2011. - 2020. година

Производња / Година	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Испоручено у транспортни систем	441	466	451	453	422	388	366	327	284	256
Испоручено у дистрибутивни систем	21	18	17	14	10	11	7	8	9	9
Укупна производња (милиона m^3)	462	484	468	467	432	399	373	335	293	265
Промена у односу на (n-1) годину		4,8	-3,3	-0,2	-7,5	-7,6	-6,5	-10,2	-12,5	-9,6

Од укупно испоручених количина у транспортни и дистрибутивни систем у 2020. години, 8,7 милиона m^3 (3,3%) природног гаса је продато другим снабдевачима и крајњим купцима, док је све остале количине природног гаса НИС потрошио за сопствене потребе, највише у рафинерији нафте Панчево.

4.1.2.2 Транспорт

На крају 2020. године, дужина транспортног система на коме Транспортгас Србија д.о.о. обавља делатност је била 2.414 km у северној и централној Србији, а транспортног система Yugorosgaz-транспорт д.о.о. 125 km у југоисточном делу Србије (табела 4-2). Транспортгас Србија д.о.о. управља са 95% транспортне гасоводне мреже у Србији, а Yugorosgaz-транспорт д.о.о. са преосталих 5%.

Табела 4-2: Дужина транспортне мреже у Србији у периоду 2011. - 2020. година

Година	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Дужина мреже, km	2.396	2.466	2.473	2.498	2.498	2.498	2.534	2.539	2.539	2.539

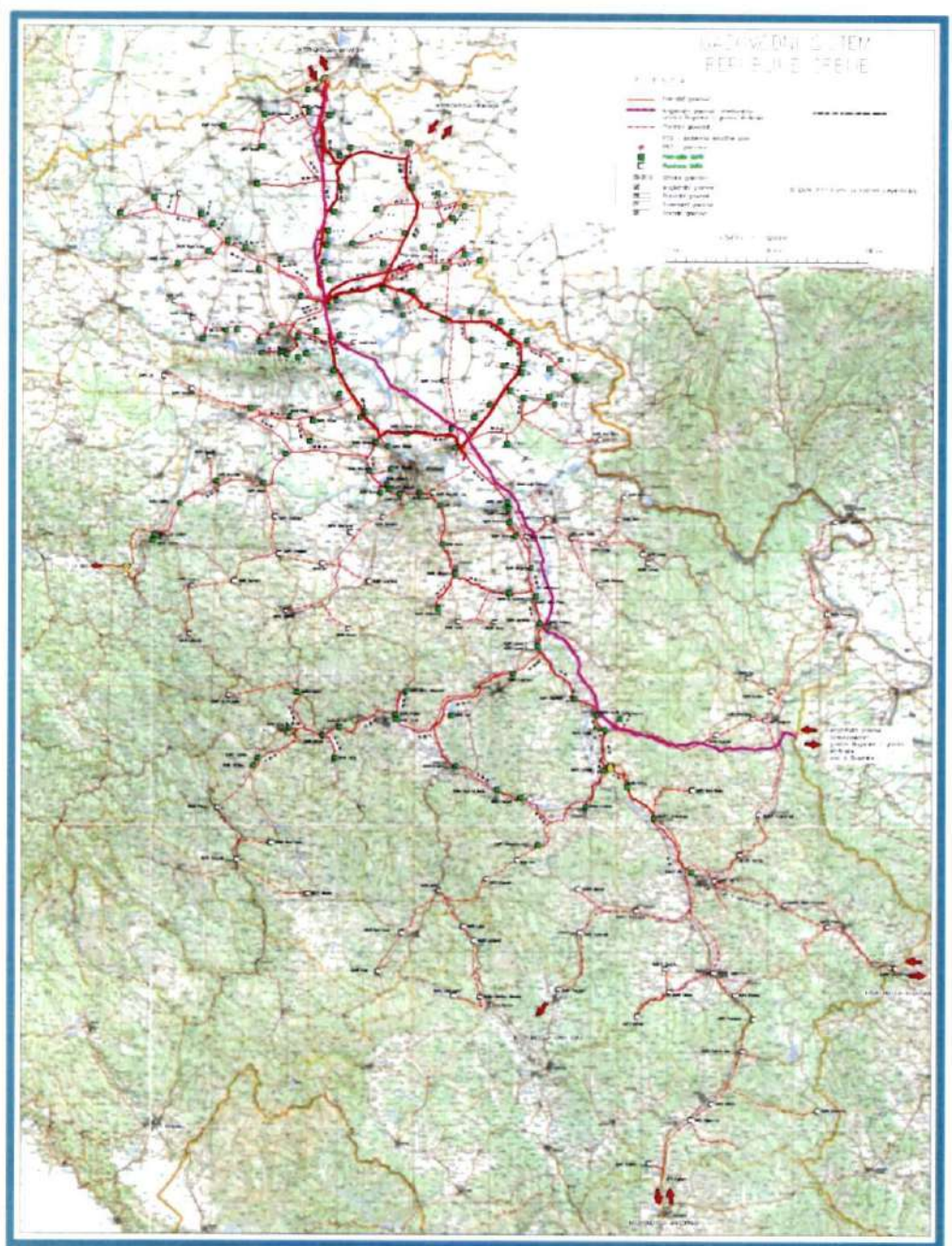
Око 5 милиона или око 70% становника Србије, живи у областима које имају изграђену транспортну мрежу која обезбеђује потенцијал за даљи развој гасног система и раст потрошње природног гаса.

Табела 4-3: Значајне техничке карактеристике транспортног система

Главне техничке карактеристике транспортног система	Транспортгас Србија д.о.о.	Yugorosgaz-транспорт д.о.о.
Капацитет, мил. m^3 /дан	≈ 18	≈ 2,2
Притисак, бар	16 - 75	16 - 55
Дужина, km	2.414	125
Пречници	DN 150 - DN 750	DN 168 - DN 530
Компресорска станица, снага, MW	4,4	-
Број улаза у транспортни систем	11	11
Из другог транспортног система	1	1
Са производних поља – домаћи гас	9	10
Из складишта	1	-
Број излаза са транспортног система	241	6
Мерно регулационе станице на излазу са транспортног система	238	6
Примопредајне станице	2	1
Излаз у транспортни систем Yugorosgaz	1	-
Интерконектор према БиХ	1	-
Складиште природног гаса	1	-

У табели 4-3 су приказане најважније техничке карактеристике транспортног система којима управљају Транспортгас Србија 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-аквизициона опрема је неопходна за функционисање и развој тржишта. До сада је уграђена на свим местима испоруке на систему којим управља Yugorosgaz-транспорт д.о.о. и на 67% од укупног броја излаза са транспортног система којима управља Транспортгас Србија д.о.о. Обзиром да је адекватна мерно-аквизициона опрема на крају 2016. године била уграђена на 35% од укупног броја излаза, да би на крају 2017. године била уграђена на 61% излаза са транспортног система којима управља Транспортгас Србија д.о.о. може се закључити да су у последње три године успорене активности на замени неадекватне мерно-аквизиционе опреме на транспортном систему 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 прво 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 2020. 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 2013. до краја 2020. године повећана за 25,53% тако да износи 19.883 km (без прикључака), чиме су створени услови за прикључење нових купаца. У односу на 2019. годину, мрежа је увећана за 597 km, што је повећање од 3,10%, што представља низак ниво инвестиција у проширење дистрибутивне мреже. Највеће процентуално повећања дужине мреже у 2020. години је остварио ОДС Србијагас који обавља делатност на 57,87% укупне дистрибутивне мреже у Србији. Повећање мреже ОДС Србијагас је износило 9,72%, што је делимично последица изградње нове мреже, а делом последица преузимања дистрибутивне мреже бившег ОДС Градска Топлана Зрењанин који је 2020. године престао да обавља делатност дистрибуције. Друго највеће повећање дужине дистрибутивне мреже је остварено код ОДС Ужице-гас и износило је 7,52%. Треће највеће повећање дужине дистрибутивне мреже је остварено код ОДС Беогаз и износило је 5,99%. Код 14 ОДС дужина дистрибутивне мреже није промењена у односу на 2019. годину

Табела 4-4: Дужина дистрибутивне мреже у Србији у периоду 2013 - 2020. година

	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.
Дужина дистрибутивне мреже (km)	15.839	16.363	16.532	16.653	16.961	18.422	19.286	19.883

Број активних прикључака (места испоруке) на дистрибутивним мрежама је 293.523 и у односу на претходну годину је увећан за 10.526 прикључака (односно за 3,72%).

Табела 4-5: Дужина дистрибутивних мрежа и број места испоруке на крају 2020. године

Ред. број	Назив дистрибутера природног гаса	Дужина дистрибутивне мреже, (m)	Број активних прикључака
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	54.354	1.581
2	Беогаз, Београд (са припојеним Родгасом)	461.999	11.901
3	Београдске електране, Нови Београд	332.890	4.402
4	Boss construction, Трстеник	29.438	125
5	Чока, Чока	27.195	811
6	Други октобар, Вршац	200.563	12.897
7	Елгас, Сента	62.350	1.965
8	Гас - Феромрт, Стара Пазова	497.715	15.762
9	Гас - Рума, Рума	472.714	8.056
10	Гас, Бечеј	198.197	1.987
11	Гас, Темерин	266.500	7.034
12	Градитељ, Србобран	150.200	2.419
13	Ингас, Инђија	362.649	10.678
14	Интерклима, Врњачка бања	109.075	1.125
15	Комуналац, Нови Бечеј	121.158	2.423
16	Ковин - Гас, Ковин	333.094	4.172
17	Лозница - Гас, Лозница	185.273	2.137
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	2.386.557	48.825
19	Полет, Пландиште	239.300	3.558
20	Ресава Гас, Свилајнац	63.829	470
21	Syngas energy, Београд	22.078	2.031
22	Сигас, Пожега	20.685	355
23	Сомбор - Гас, Сомбор	172.000	2.341
24	Србијагас, Нови Сад	11.507.133	120.159
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	283.174	5.882
26	Стандард, Ада	43.280	1.069
27	Суботицагас, Суботица	428.149	11.219
28	Топлана - Шабац, Шабац	170.381	3.029
29	Ужице-гас, Ужице	178.242	2.080
30	Врбас - Гас, Врбас	183.388	1.795
31	Yugorosgaz, Београд	316.756	1.215
	Укупно	19.883.316	293.523

План преузимања мерних уређаја, односно мерно-регулационих станица

Законом 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 све МУ/МРС преузме најкасније до 31. децембра 2020. године.

Након ступања на снагу Закона, од 33 ОДС код 17 су сви МУ/МРС били у власништву оператора. У преосталих 16 ОДС око 47% МУ/МРС (92641 од 195.000) није било у власништву ОДС. Један ОДС је у стечају и не обавља делатност ОДС. 14 је доставило планове преузимања на које је Агенција дала сагласност, док је план ЈП Србијас усаглашен са Агенцијом, али није званично достављен на сагласност.

У табели 4-6 су приказани план преузимања МУ/МРС за период 2015-2019. година, план за 2020. годину, као и број МУ/МРС које оператори треба укупно да преузму. На основу достављених података, приказан је број МУ/МРС преузет у периоду 2015-2019. година, у 2020. години, проценат реализације плана у 2020. години, као и проценат реализације плана за цео период 2015-2020. година. У периоду од 2015. до 2020. године је преузето 54.839 МУ/МРС, док је план преузимања за тај период био 92.641 МУ/МРС, јер је код одређеног броја ОДС преузето знатно мање од планираног броја МУ/МРС. Анализирајући следећу табелу, може се констатовати да су само три ОДС испунила своју законску обавезу и преузела све МУ/МРС.

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

Ред. број	Назив дистрибутера	План преузимања МУ/МРС по годинама			Реализација преузимања МУ/МРС по годинама			
		2015-2019.	2020.	Укупно	2015-2019.	2020.	2020. (%)	Укупно 2015-2020. (%)
1	Србијас, Н. Сад	8.067	2.016	10.083	20	14	0,69	0,34
2	Нови Сад Гас, Н. Сад	44.242	537	44.779	29.578	1.068	198,88	68,44
3	Гас-Феромонт, С. Пазова	6.304	1.335	7.639	4.335	731	54,76	66,32
4	Ингас, Инђија	3.598	1.354	4.952	4.167	1.049	77,47	105,33
5	Гас Рума, Рума	1.345	313	1.658	652	29	9,27	41,07
6	ГАС, Темерин	5.200	1.042	6.242	3.272	163	15,64	55,03
7	Полет, Пландиште	2.312	574	2.886	2.489	333	58,01	97,09
8	Ковин Гас, Ковин	2.280	571	2.851	1.641	379	66,37	70,85
9	Градитељ, Србобран	1.827	900	2.727	1.505	136	15,12	60,18
10	Комуналац, Нови Бечеј	1.818	441	2.259	106	53	12,02	7,04
11	Врбас-Гас, Врбас	531	88	629	0	0	0,00	0,00
12	Сомбор-Гас, Сомбор	337	89	426	342	89	100,00	101,17
13	Гас-Бечеј, Бечеј	1.287	316	1.603	136	2	0,63	3,61
14	Лозница-Гас, Лозница	16	1	17	16	1	100,00	100,00
15	Срем-гас, С. Митровица	1.500	2.390	3.890	1.282	1.291	54,02	65,63
	Укупно	80.664	11.977	92.641	49.501	5.338	44,59	59,20

Број од 92.641 МУ/МРС за преузимање би требало увећати за 4.061 који се налазе на дистрибутивној мрежи ЗИП Слога, Кањижа у стечају, где ЈП Србијас, Нови Сад, на основу закључка Владе Републике Србије, обавља енергетске делатности од општег интереса, али нема право да преузима мерне уређаје у власништво.

4.1.2.4 Складиштење

Подземно складиште гаса Банатски Двор је веома значајно за обезбеђивање сигурног снабдевања природним гасом у Србији. Лоцирано је у простору исцрпљеног гасног лежишта чији је капацитет био 3.3 милијарде m^3 природног гаса. Укупна површина складишта је око 54 km^2 . Радна запремина складишта је 450 милиона m^3 природног гаса, а максимални дневни капацитет истискивања из складишта је 5 милиона m^3 /дан.

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

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

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

Током 2020. године, максимални технички капацитет утискивања је био 2,7 милиона m³/дан, а максимални технички капацитет истискивања из складишта је био 5,0 милиона m³/дан¹⁵. Максималне дневне утиснуте количине су у 2020. години биле 2,7 милиона m³/дан, а максималне дневне повучене количине су износиле 4,9 милиона m³/дан.

Количина јастучног гаса у складишту се током 2020. године није мењала и износила је 530 милиона m³.

Током 2020. године, више природног гаса је предато у складиште него што је повучено. На почетку 2020. године је било 471 милиона m³ комерцијалног гаса. Из транспортног система у складиште је предато 299 милиона m³, од тога је 3,5 милиона m³ потрошено за сопствену потрошњу складишта, а преосталих 296 милиона m³ гаса је утиснуто за комерцијалне потребе. Корисници су из складишта повукли и предали у транспортни систем 300 милиона m³ природног гаса. На крају 2020. године, у складишту је било 401 милион m³ комерцијалног гаса.

4.2 Остварена потрошња и извори снабдевања природним гасом

У 2020. години је из увоза, домаће производње и подземног складишта, за потрошњу било расположиво укупно 2.708 милиона m³, а потрошено је 2.483 милиона m³ 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 Yugarosgaz а.д. (акционари су Газпром 50%, ЈП Србијагас 25% и Central ME Energy and Gas, Беч 25%).

Увоз природног гаса из Руске Федерације по дугорочном уговору је у 2020. години износио 1.384 милиона m³. ЈП Србијагас је током 2020. године увозио природни гас од још четири снабдевача, и све увезене количине су преузете из транспортног система Мађарске.

Домаћом производњом од 265 милиона m³ је у 2020. години могло да се задовољи само 10,7% потреба.

Табела 4-7: Извори снабдевања и остварена потрошња природног гаса у 2019. и 2020. години

	2019. милиона m ³	2020. милиона m ³	2020./2019. Индекс
Домаћа производња	293	265	90
Увоз из Руске Федерације по дугорочном уговору	1.756	1.384	79
Увоз из других извора/по другим уговорима	441	760	172
Увоз укупно	2.197	2.144	98
Преузето из подземног складишта	119	299	251
УКУПНО РАСПОЛОЖИВО	2.609	2.708	104
Утиснуто у складиште	258	203	79
Бруто потрошња	2.351	2.505	107
Губици и сопств. потрошња транспортног система и испорука у транспортни систем Гастрас д.о.о.	10	7	40
Губици у дистрибутивној мрежи и сопствене потрошње	16	15	94
За финалну потрошњу	2.325	2.483	107

¹⁵ Технички капацитет складишта одређен је на 20°C и притиску од 1.01325 bar, а вредности максимално повучених и утиснутих количина одређене су при температури од 15°C и притиску од 1.01325 bar, сведено на топлотну вредност Hd= 33.338.35 kJ/m³

Број места испоруке је у 2020. години повећан за 10.527 у односу на 2019. годину и на крају 2020. године је износио 293.587, од чега је 64 на транспортном, а 293.523 места испоруке на дистрибутивном систему. Од тога 278.947 или 95% су домаћинства.

Табела 4-8: Број места испоруке на крају 2019. и 2020. године

Категорије потрошње	2019.	2020.	Разлика 2020.-2019.
Домаћинства	268.911	278.947	10.036
Топлане	141	149	8
Индустрија и остали	14.008	14.491	483
Укупно	283.060	293.587	10.527

У 2020. години је потрошено 2.482 милиона m^3 природног гаса, за 7% више него у 2019. години. Потрошња је у домаћинствима порасла за 18,8%, у топланама је порасла за 16%, а у индустрији је порасла за 1%.

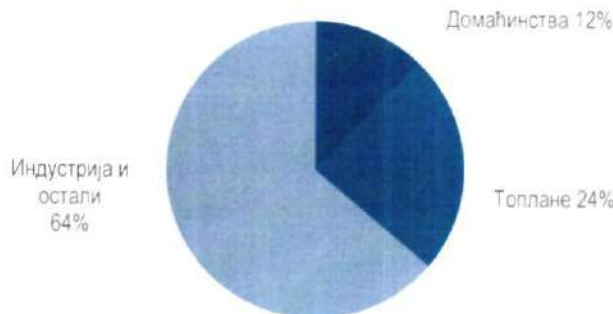
Структура потрошње по категоријама приказана је у табели 4-9.

Табела 4-9: Структура потрошње у 2019. и 2020. години

Категорије потрошње	2019. милиона m^3	2020. милиона m^3	2020./2019. Индекс
Домаћинства	255	303	118,8
Топлане	500	581	116,2
Индустрија и остали	1.570	1.599	101,8
Укупно	2.325	2.483	106,7

Потрошња у домаћинствима је учествовала са 12% у укупној потрошњи природног гаса у 2020. години, потрошња топлана са 24%, 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 2020. години дата је на слици 4-3.



Слика 4-3: Структура финалне потрошње природног гаса у Србији у 2020. години

Просечна годишња потрошња природног гаса по прикљученом домаћинству је у 2020. години била 1.086 m^3 (рачунајући и активна места испоруке домаћинствима на којима није било потрошње гаса током 2020. године), што је за 14,56% више него у 2019. години. Ако се посматрају само домаћинства која су током 2020. године имала потрошњу природног гаса (било их је 254.595), просечна годишња потрошња по домаћинству је била 1.190 m^3 .

4.3 Регулација оператора транспортног система

Оператор 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.

Yugorosgaz-транспорт д.о.о. је оператор транспортног система који је у 2013. години извршио правно и функционално 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.

Оператор транспортног система Транспортгас Србија д.о.о. током 2020. године није Агенцији доставио Правила о раду транспортног система ради давања сагласности, тако да још увек треба да се примењују правила ЈП Србијагас, 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“ 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 Србијагас којим је одређено да оператори транспортног и дистрибутивног система буду правно одвојена лица од ЈП Србијагас, у чијем су власништву. План је усаглашен и са Енергетском заједницом, чиме је одговорено на позив Министарског савета Енергетске заједнице Србији из септембра 2014. године да извршава обавезе из Уговора о Енергетској заједници везане за одвајање оператора транспортног система.

Надзорни одбор ЈП Србијагас је 22. јуна 2015. године донео одлуку о оснивању Транспортгас Србија д.о.о. као и одлуку о оснивању Дистрибуцијагас Србија д.о.о, а Влада Републике Србије је на седници 27. јуна 2015. године дала сагласност на те одлуке. Ова друштва су основана 22. августа 2015. 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 Транспортгас Србија д.о.о. и Дистрибуцијагас Србија д.о.о. да обављају делатности од општег интереса-транспорт и управљање транспортним системом и дистрибуција и управљање дистрибутивним системом, под лиценцом ЈП Србијагас до рока њеног важења и препоручила да се предузму све неопходне активности у циљу прибављања одговарајућих лиценци у што краћем року.

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

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.

Транспортгас 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. Транспортгас 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.

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 сертифицивала 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 предходно усклађивање потврђених међународних уговора закључених са Руском Федерацијом и ЕУ, односно земљама југоисточне Европе. Такође, оператору система наложено је да у истом року достави и десетогодишњи план развоја транспортног система, програм за обезбеђење недискриминаторног понашања и акт потписан са власником транспортног система којим се обезбеђују гаранције које ће омогућити финансирање развоја транспортног система.

Конечна одлука о сертификацији донета је по 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. сертифициван 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 Одлуком коју је донео Савет Агенције 13.07.2018. године Yugorosgaz-Transport 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-Transport 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-Transport д.о.о., одузима сертификат који му је издат Коначном одлуком о сертификацији из јуна 2017. године.

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.

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 узроковало 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

Цене приступа систему за транспорт природног гаса нису се мењале у 2020. години.

Табела 4-10: Просечна одобрена цена приступа систему за транспорт природног гаса¹⁶
дин/м³

Назив оператора транспортног система	31.12.2019.	31.12.2020.
Србијасгас/Транспортгас Србија	2,70	2,70
Yugorosgaz-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

¹⁶ Просечна одобрена цена представља количник максимално одобреног прихода и одобрених количина природног гаса

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. У 2020. години Транспортгас Србија доо, Нови Сад је донео одлуку о ценама нестандартних услуга, којом су дефинисане врсте нестандартних услуга и утврђене њихове цене, а на коју је Савет Агенције дао сагласност октобра 2020. године.

4.3.3 Приступ прекограничним капацитетима

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

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

Обе интерконеције су део транспортног система којим управља Транспортгас Србија д.о.о., док на транспортном систему којим управља Yügorogaz транспорт д.о.о. нема гасовода повезаних са транспортним системима суседних земаља.

Према правилима о раду транспортног система ЈП Србијагас 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 одложена за 2015. годину, а затим за 2016. годину, али расподела није организована ни у наредним годинама.

Припремљена су нова правила, усаглашена са Законом, у којима је измена у односу на важећа правила да расподела капацитета на транспортном систему треба да буде организована за гасну годину која почиње у октобру, али она ће моћи да се примењују када Транспортгас Србија д.о.о. званично достави и добије сагласност Агенције на ова правила.

4.3.3.1 Додела капацитета на интерконејтивним водовима и управљање загушењима

Као што је наведено, обе интерконеције су део транспортног система којима управља Транспортгас Србија д.о.о. који примењује одређене делове правила о раду ЈП Србијагас. 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 Србијагас било је предвиђено да прва расподела капацитета буде организована почетком 2016. године за гасну годину која почиње 1. јула 2016. године, али расподела тада није организована, нити је организована у 2017, 2018. и 2019. години. Право на коришћење капацитета на интерконејтивним 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 2020. години ни на основу правила о раду ЈП Србијагас, нити на неки други начин.

У 2020. години, на улазној тачки Мађарска - Србија (Кишкундорожма), капацитете су користили: ЈП Србијагас, Газпром експорт и Привредно друштво за производњу и транспорт гаса БХ-Гас д.о.о. Сарајево, а излазни капацитет на интерконејтору ка Босни и Херцеговини такође су користили ЈП Србијагас, Газпром експорт и БХ-Гас. У 2020. години није било ни једног физичког загушења капацитета. И током зимских месеци је било довољно слободних капацитета на интерконејторима.

У 2020. години, улазни непрекидни капацитет на граници са Мађарском од 540.000 m^3 /час (13 милиона m^3 /дан, за потребе Србије и Босне и Херцеговине) био је просечно искоришћен 49,70%, што је мање од 52,69% у 2019. години, при чему треба имати у виду и да је потрошња природног гаса сезонски изразито неравномерна и да је искоришћеност капацитета знатно нижа у летњим месецима. Највећа дневно преузета количина у транспортни систем на улазу из Мађарске је била у децембру 2020. године у износу од 12,59 милиона m^3 /дан, од којих је 11,40 милиона m^3 /дан било за купце у Србији, а 1,19 милиона m^3 /дан за потребе Босне и Херцеговине. Са расположивим капацитетом интерконејтора од 13 милиона m^3 /дан и степеном искоришћења интерконејтора од 90%, могуће је годишњи транспорт од око 4,27 милијарди m^3 , што је значајно више од 2,365 милијарди m^3 колике су биле транспортоване количине на интерконејтору Мађарска - Србија у 2020. години.

Гастрас д.о.о. је у марту 2019. године као пројектно предузеће организовао расподелу капацитета за период од максимално 20 година на тачкама интерконејције на граници са Бугарском као улазном тачком у будући транспортни систем и излазним тачкама у Србији и ка Мађарској. Од укупног капацитета гасовода који износи 12,66 милијарди m^3 (15°C)/годишње, расподељено је и дугорочно уговорено нешто мање од 90%. Почетак коришћења капацитета на улазној тачки на граници са Бугарском и излазним тачкама у Србији је био 01. јануара 2021. године, а за излазну тачку Мађарска је планиран за 01. октобар 2021. године. Агенција је дала сагласност на Правила о раду транспортног система Гастрас д.о.о. 15. маја 2020. године. Ова правила су усклађена са мрежним правилима ЕУ. Садрже правила за расподелу краткорочних капацитета и за управљање загушењем. Капацитети гасовода који нису дугорочно уговорени ће се расподељивати на аукцијама као квартални, месечни, дневни и унутар-дневни капацитети у складу са Регулацивом Комисије ЕУ 2017/459, а управљање загушењима ће бити у складу са Одлуком Комисије ЕУ од 24. августа 2012. године којом се мења Анекс Регулативе 715/2009.

4.3.4 Транспортиране количине природног гаса

У транспортни систем ЈП Србијасга је током 2020. године преузето 2.920 милиона m^3 природног гаса. Ове количине су транспортоване за потребе: купаца, транзита за Босну и Херцеговину, складиштења, надокнаду губитака природног гаса у транспортним и дистрибутивним системима и потрошњу компресора. Транспорт се одвијао поуздано и безбедно, уз даљински надзор и контролу параметара стања транспортног система из диспечерских центара који се налазе у Београду и Новом Саду.

Табела 4-11: Транспортиране количине природног гаса у периоду 2016.-2020. година

Транспортирано	2016. милиона m^3	2017. милиона m^3	2018. милиона m^3	2019. милиона m^3	2020. милиона m^3	2020./2019. индекс
Производња на транспортном систему	388	366	327	284	256	90
Улаз у систем за потребе Србије	1.795	2.182	2.146	2.257	2.144	95
Улаз у систем за потребе БиХ	232	265	304	243	221	91
Укупно	2.415	2.813	2.777	2.784	2.622	100
Из складишта	254	227	298	112	299	267
Укупно	2.669	3.040	3.075	2.896	2.920	101

4.3.5 Балансирање

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

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

Балансирање система је у току 2020. године реализовано променом најављене количина природног гаса из увоза и коришћењем гаса из самог система (лајпака) у току дана, као и коришћењем природног гаса из складишта. Када су потребе за природним гасом на излазима са транспортног система веће од уговореног капацитета на улазима, оператор транспортног система може прекинути уговорене прекидне капацитете на излазу купцима који имају могућност коришћења алтернативног горива, у циљу успостављања баланса у систему, али у току 2020. године за тим није било потребе.

Оператор транспортног система природног гаса је одговоран за успостављање и спровођење балансне одговорности учесника на тржишту и вођење регистра балансне одговорности, у складу са правилима о раду система за транспорт природног гаса и правилима о промени снабдевача. Правилима о раду транспортног система се утврђује обавеза ОТС да склапа уговор са снабдевачем који ће обезбедити природни гас за балансирање када је мањак гаса у систему, односно преузети гас када има вишка гаса у систему. Примена балансне одговорности за кориснике транспортног система је требало да почне од 01. јула 2016. године, али то се није догодило, тако да корисници транспортног система у току 2016, 2017, 2018, 2019. и закључно са 30. септембром 2020. године нису сносили финансијске последице дебаланса. Оператор транспортног система је 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. Дебаланс није наплаћиван, јер је циљ био да се корисници система упознају са последицама разлике између предатих количина на улазу и преузетих на излазу из транспортног система, како би дебаланс у наредном периоду био што мањи. Дебаланс се утврђује на дневном нивоу. На основу података оператора транспортног система у периоду од 1. октобра до 31. децембра 2020. године, оператор је предузео следеће активности за потребе балансирања: на основу годишњег уговора за набавку гаса за балансирање купио је 14,6 милиона m^3 , а корисницима система којима су количине природног гаса на улазима биле мање него на излазима на дневном нивоу је продао 18,3 милиона m^3 (7,6 милиона m^3 дебаланс првог нивоа, 8,9 милиона m^3 дебаланс другог нивоа и 1,8 милиона m^3 дебаланс трећег нивоа). Такође, за исти временски период је од корисника система којима су количине природног гаса на улазима биле веће него на излазима на дневном нивоу купио 5,6 милиона m^3 (4,1 милиона m^3 дебаланс првог нивоа и 1,5 милиона m^3 дебаланс другог нивоа). За анализу ефеката правила за обрачун дебаланса неопходно је да се он комерцијално обрачунава дужи временски период. На основу наплате дебаланса у последња три месеца у 2020. години, евидентно је да су корисници система у том периоду боље планирали дневне најаве потреба за природним гасом и тако смањили дебалансе у транспортном систему у односу на период када није било наплате дебаланса.

4.4 Регулација оператора дистрибутивног система

Почетком 2020. 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 Србијас 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 2020. 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.

Сагласно Закону (члан 257.) независност оператора дистрибутивног система осигурава се тако да лица која су одговорна за управљање оператором дистрибутивног система не могу учествовати у органима управљања вертикално интегрисаног предузећа који су директно или индиректно 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 управљања дистрибутивним системом је на крају 2020. године обављао 31 оператор дистрибутивног система. Поред оператора дистрибутивних система ЈП Србијас и Yugorogaz а.д, ову делатност је обављало још 29 привредних друштава, од којих је највећи број у власништву општина и градова, део је у мешовитом и у приватном власништву. Изузев ЈП Србијас, 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 Србијас је, због преузимања дистрибуције и управљања дистрибутивним системом оператора дистрибутивног система Градска топлана Зрењанин, крајем 2020. године имао 120.159 места испоруке, од којих су 119.012 на јавном снабдевању, а преосталих 1.088 на слободном снабдевању. ЈП Србијас је у 2015. години донео одлуку о оснивању зависног друштва за обављање делатности дистрибуције природног гаса – Дистрибуцијас Србија д.о.о. Нови Сад, које још није отпочело са радом, због чега делатност дистрибуције природног гаса и на даље обавља ЈП Србијас.

4.4.2 Регулација цена

4.4.2.1 Трошкови прикључења на систем

Трошкове прикључења на дистрибутивни систем утврђује ОДС, на основу захтева за прикључење и Методологије за одређивање трошкова прикључења на систем за транспорт и дистрибуцију природног гаса коју доноси Агенција („Службени гласник РС“, бр. 42/16). 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 користитржишне 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

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

4.4.2.2 Цене приступа систему

Цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса нису се мењале у 2020. години. Просечна пондерисана одобрена цена приступа дистрибутивном систему за све дистрибутивне мреже у Србији на дан 31.12.2020. године износила је 4,31 дин/м³. Разлика у ценама приступа систему за дистрибуцију природног гаса између појединих ОДС произилази из величине и карактеристика дистрибутивног система, структуре и броја купаца, старости мреже и других фактора.

Табела 4-12: Просечана одобрена цена приступа систему за дистрибуцију природног гаса¹⁷
дин/м³

Ред. број	Назив оператора дистрибутивног система	31.12.2019.	31.12.2020.
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	Cyngus Energy, Београд	7,10	7,10
5	Чока, Чока	6,86	6,86
6	Други октобар, Вршац	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	Градска топлана, Зрењанин	7,33	
14	Ингас, Инђија	5,96	5,96
15	Интерклима, Врњачке бања	7,03	7,03
16	Комуналац, Нови Бечеј	7,14	7,14
17	Ковин - Гас, Ковин	4,86	4,86
18	Лозница - Гас, Лозница	9,00	9,00
19	Нови Сад - Гас, Нови Сад	6,14	6,14
20	Полет, Пландиште	7,53	7,53
21	Ресава Гас, Свилајнац	6,49	6,49
22	Сигас, Пожега	12,56	12,56
23	Сомбор - Гас, Сомбор	5,87	5,87
24	Србијагас, Нови Сад	3,80	3,80
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	4,98	4,98
26	Стандард, Ада	8,87	8,87
27	Суботицагас, Суботица	6,02	6,02
28	Топлана - Шабац, Шабац	6,43	6,43
29	Ужице-гас, Ужице	5,87	5,87
30	Врбас - Гас, Врбас	5,28	5,28
31	Yugorogaz, Београд	2,28	2,28
	ПРОСЕЧНО	4,37	4,31

¹⁷ Виза, Distribution - Стари Трстеник, током 2020. године примењује цене приступа систему за дистрибуцију природног гаса у нивоу цена Србијагас - Нови Сад.

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 системасупротно прописима. Ове услуге, с обзиром да се односе и повремено јављају на захтев купца или корисника система, називају се нестандартне услуге. Током 2020. године ЈКП Стандард, Ада, ЈКП Суботицагас, Суботица, ЈКП 7.Октобар, Нови Кнежевац, Ресава-гас доо, Свилајнац, ЈП Полет, Пландиште, Boss Construction доо, Стари Трстеник, ЈКП Градитељ, Србобран, Лозница-гас доо, Лозница и ЈКП Други октобар, Вршац 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 количина природног гаса се преузима из производње природног гаса повезане на дистрибутивни систем. У 2020. 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 2018-2020. година.

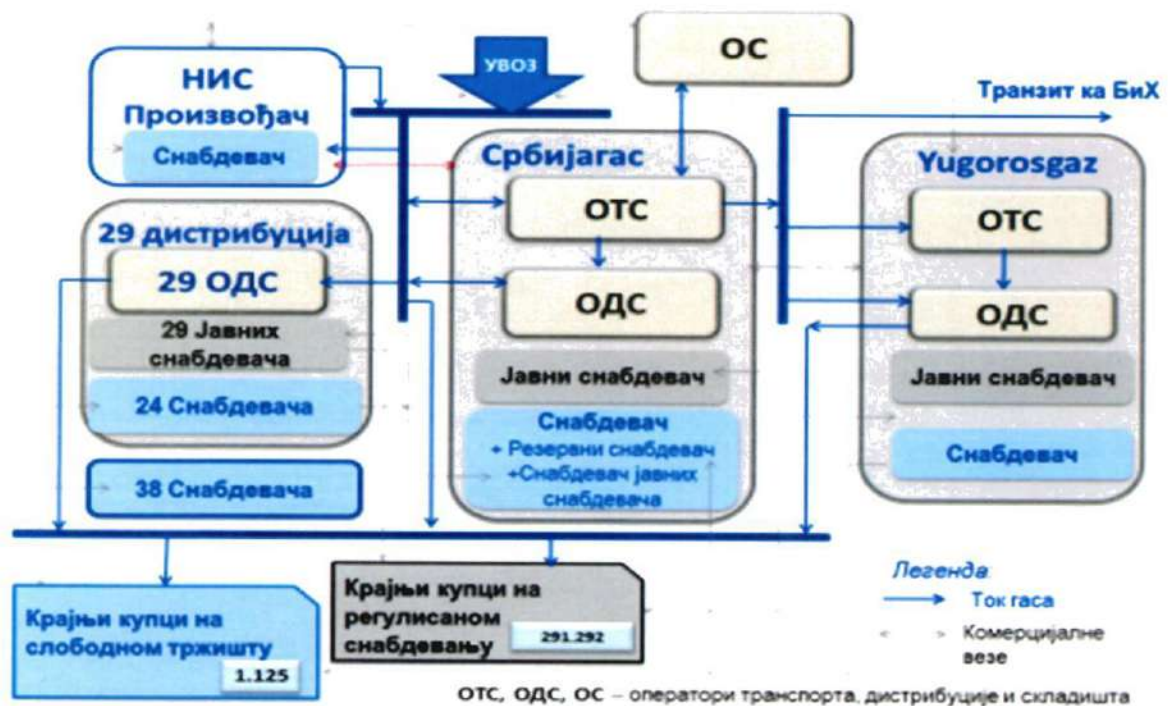
Табела 4-13: Дистрибуиране количине природног гаса у периоду 2018-2020. година

	2018. милиона m ³	2019. милиона m ³	2020. милиона m ³	2020./2019. индекс
Укупно дистрибуирано	1506	1458	1601	109,8
Преузето из транспортног система	1396	1347	1501	111,4
Преузето из дистрибутивних система	102	102	91	92,8
Преузето од производње	8	9	9	100
Губици	14	13	15	115,4
	0,93%	0,89%	0,94%	105,6

4.5 Тржиште природног гаса

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

- произвођач (1);
- снабдевачи (65);
- јавни снабдевачи (31);
- крајњи купци (291.292 на регулисаном снабдевању и 1.125 на слободном тржишту);
- ОТС (2);
- ОДС (32), од којих један не обавља делатност и
- оператор складишта (1).



Слика 4-4: Шема тржишта природног гаса на крају 2020. 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 2020. години сви купци, осим домаћинства 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 04. децембра 2019. и 29. јуна 2020. године одредила ЈП Србијагас за снабдевача који је током 2020. 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 Србијагас, снабдева природним гасом под истим условима и по истој цени. Начин промене ове цене је одредила Влада Републике Србије. Исту улогу ће ЈП Србијагас имати и у првој половини 2021. године на основу решења које је Влада Републике Србије донела 11. децембра 2020. године.

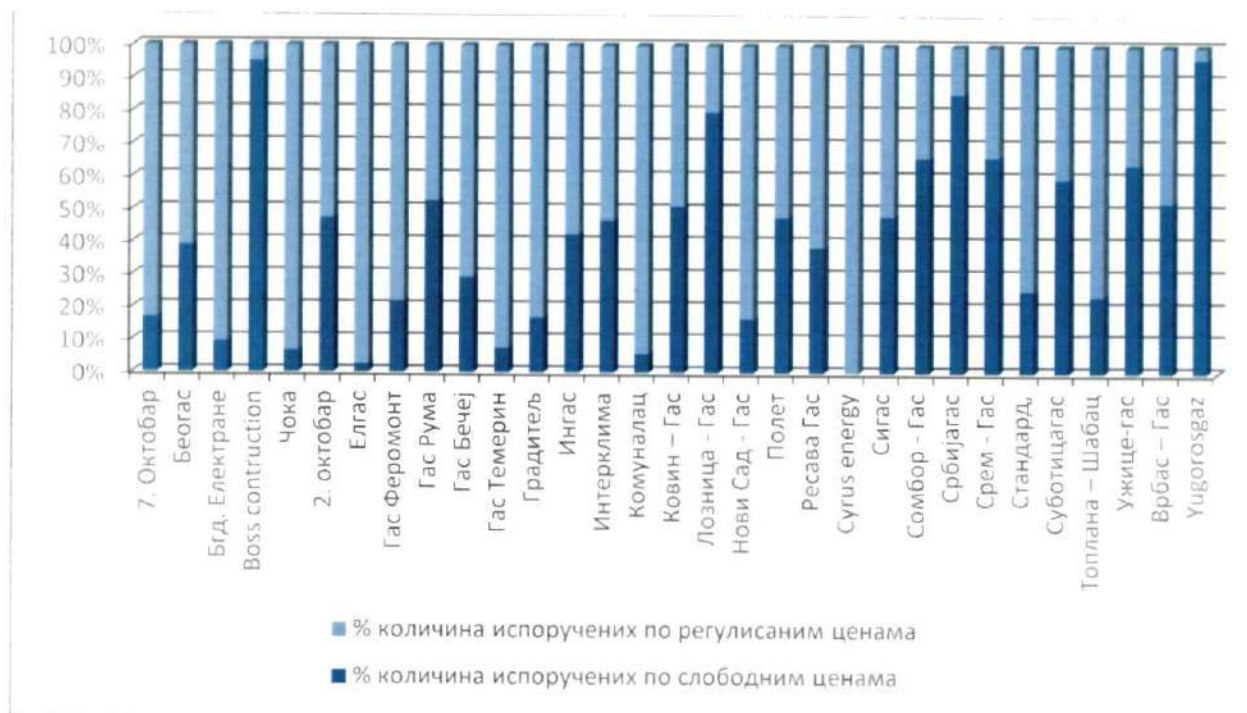
Гледано по дистрибутивним системима у Србији, у Табели 4-14 дат је однос регулисаног и слободног тржишта у зависности од броја места испоруке која се снабдевају на слободном или регулисаном тржишту.

Табела 4-14 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	0,6%	99,4%
3	Београдске електране, Нови	0,1%	99,9%
4	Boss construction, Трстеник	26,4%	73,6%
5	Чока, Чока	0,4%	99,6%
6	Други октобар, Вршац	0,5%	99,5%
7	Елгас, Сента	0,2%	99,8%
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	0,3%	99,7%
9	Гас - Рума, Рума	0,5%	99,5%
10	Гас, Бечеј	1,4%	98,6%
11	Гас, Темерин	0,2%	99,8%
12	Градитељ, Србобран	0,4%	99,6%
13	Ингас, Инђија	0,2%	99,8%
14	Интерклима, Врњачка бања	2,7%	97,3%
15	Комуналац, Нови Бечеј	0,2%	99,8%
16	Ковин – Гас, Ковин	0,6%	99,4%
17	Лозница - Гас, Лозница	6,1%	93,9%
18	Нови Сад - Гас, Нови Сад	0,4%	99,6%
19	Полет, Пландиште	0,9%	99,1%
20	Ресава Гас, Свилајнац	0,4%	99,6%
21	Syrgus energy, Београд	0,0%	100,0%
22	Сигас, Пожега	0,8%	99,2%
23	Сомбор - Гас, Сомбор	1,0%	99,0%
24	Србијагас, Нови Сад	0,9%	99,1%
25	Срем - Гас, Сремска Митровица	0,5%	99,5%
26	Стандард, Ада	0,9%	99,1%
27	Суботицагас, Суботица	0,9%	99,1%
28	Топлана – Шабац, Шабац	0,1%	99,9%
29	Ужице-гас, Ужице	0,6%	99,4%
30	Врбас – Гас, Врбас	0,8%	99,2%
31	Yugorosgaz, Београд	9,5%	90,5%

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.

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 2020. години било базирано на трговини између снабдевача и између снабдевача и произвођача природног гаса. На овом тржишту је у 2020. години учествовало три снабдевача (ЈП Србијагаз, Кинг гас д.о.о. и Cestor Veks d.o.o.) и произвођач НИС.

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 2020. године, на велепродајном тржишту су три компаније продавале природни гас снабдевачима и јавним снабдевачима за потребе крајњих купаца. Просечна пондерисана велепродајна цена по којој су снабдевачи продавали природни гас другим снабдевачима у 2020. години износила је 28.93 дин/м³ и нижа је за 16.2% 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 2020. години износила је 28.00 дин/м³ и нижа је за 11.9% 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 Гастрас д.о.о. буде одвијала преко те платформе.

4.5.2 Малопродајно тржиште

Крајњи купци су у 2020. години на тржишту укупно набавили и потрошили 2.235 милиона м³ природног гаса. Поред тога, НИС је потрошио и 248 милиона м³ из своје производње, тако да ове количине нису биле на тржишту. На слободном тржишту је куповало 1.125 купаца, од којих је 35 било и на резервном снабдевању. Купцима на слободном тржишту је укупно испоручено 1.853 милиона м³ (од чега на резервном снабдевању 1.2 милион м³), односно 83% укупно испоручених количина гаса крајњим купцима, а продавало им је 24 снабдевача (највише ЈП Србијагаз, 90%). У 2020. 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 382 милиона м³.

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

Табела 4-15: Укупна потрошња природног гаса (на слободном и на регулисаном тржишту)

	2019. милион m ³	2020. милион m ³	2020./2019. индекс
Потрошено на слободном тржишту	1.751	1.853	106
Потрошено на регулисаном тржишту	332	382	115
Укупно на тржишту	2.083	2.235	107

На основу података добијених од снабдевача и јавних снабдевача природног гаса, просечна пондерисана малопродајна цена остварена на слободном тржишту у 2020. години, укључујући и трошкове коришћења транспортног и дистрибутивног система, износила је 31,57 дин/m³ нижа је за 22,1% у односу на цену која је остварена у претходној години. Остварена просечна пондерисана малопродајна цена на регулисаном тржишту износила је 34,66 дин/m³ и нижа је за 0,1% у односу на остварену цену у претходној години, а за купце из групе мала потрошња, која укључује и домаћинства, та цена је била 34,86 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 36,45 дин/m³ и за 19,7% је нижа у односу на остварену цену у претходној години.

У 2020. години, за потребе купаца само је 5 ОДС испоручило више од 30 милиона m³, а 19 оператора мање од 10 милиона m³.

Највећи део природног гаса, 1.807 милиона m³ (81%) од укупно продатих количина, купцима је у 2020. години продао ЈП Србијагас. После ЈП Србијагас, највећу продају купцима имао је Нови Сад Гас са 83 милиона m³, односно око 3,7% и Угросгаз а.д. са 65 милиона m³ гаса, односно 2,9% укупних продатих количина у 2019. 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 2019. и 2020. године су приказане у табели 4-16.

Табела 4-16: Продаја природног гаса крајњим купцима у 2019. и 2020. години

Ред. број	Назив снабдевача	2019 (000 m ³)				2020 (000 m ³)							
		Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно	Домаћ.	Топлане	Индустрија и остали	Укупно				
1	7. Октобар, Нови Кнежевац	852	0	275	1,127	1,032	0	273	1,305	121	0	99	116
2	Беогаз, Београд	13,602	346	14,991	28,939	16,047	367	15,961	32,275	118	106	106	112
3	Београдске електричне, Нови Београд	2,991	0	1,031	4,022	3,693	0	652	4,365	123	0	63	108
4	Босс петрол, Трстеник	33	0	314	347	62	0	184	246	188	0	59	71
5	Чока, Чока	333	0	255	588	416	0	231	647	125	0	91	110
6	Други октобар, Вршац	8,838	0	13,146	21,984	10,745	0	11,873	22,418	122	0	89	102
7	Елгас, Сента	1,352	0	642	1,994	1,617	0	579	2,196	120	0	90	110
8	Гас - Феромонт, Стара Пазова	15,346	0	9,579	24,925	17,877	0	10,267	28,144	116	0	107	113
9	Гас - Рума, Рума	6,285	596	13,733	20,594	7,501	897	13,512	21,920	120	151	98	106
10	Гас, Бечеј	1,592	0	1,456	3,048	1,928	0	1,328	3,256	121	0	91	107
11	Гас, Темерин	6,382	0	1,927	8,309	7,465	0	2,040	9,505	117	0	106	114
12	Градигел, Србобран	1,369	0	572	1,941	1,634	0	632	2,266	119	0	110	140
13	Топлана, Зрењанин	15,271	0	3,217	18,488	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Ингас, Инђија	9,146	0	11,711	20,857	10,496	0	14,246	24,742	115	0	122	119
15	Интерлима, Врњачка банја	865	0	1,828	2,693	1,033	0	1,353	2,386	119	0	74	89
16	Комуналац, Нови Бечеј	1,305	0	812	2,117	1,705	0	868	2,573	131	0	107	122
17	Ковин - Гас, Ковин	3,555	958	2,942	7,455	4,356	1,094	3,141	8,591	123	114	107	115
18	Лозница - Гас, Лозница	1,821	3,069	4,880	9,770	2,176	3,387	5,016	10,579	119	110	103	108
19	Нафтно Индустија Србије, Нови Сад	0	0	4,161	4,161	0	0	3,568	3,568	0	0	86	86
20	Нови Сад - Гас, Нови Сад	47,522	962	24,942	73,426	55,768	1,101	25,538	82,407	117	114	102	112
21	Полет, Пландиште	1,820	0	2,657	4,477	2,129	0	2,694	4,823	117	0	101	108
22	Ресави Гас, Сепларнац	461	0	1,063	1,524	539	0	1,000	1,539	117	0	94	101
23	Сврбус енерџи	2,171	0	253	2,424	2,463	0	303	2,766	113	0	120	114
24	Сигас, Пожега	251	0	95	346	296	0	202	500	119	0	213	145
25	Сомбор - Гас, Сомбор	1,970	0	4,377	6,347	2,435	0	4,117	6,552	124	0	94	103
26	Србијегас, Нови Сад	65,179	463,871	1,141,516	1,690,566	120,208	538,151	1,148,854	1,807,213	141	116	101	107
27	Срем - Гас, Сремска Митровица	5,930	0	14,046	19,976	7,151	881	17,017	25,049	121	0	121	125
28	Стандард, Ада	741	0	1,202	1,943	920	0	1,346	2,266	124	0	112	117
29	Суботичагас, Суботица	9,964	0	13,392	23,356	11,367	0	12,974	24,341	114	0	97	104
30	Топлана - Шабац, Шабац	3,054	0	695	3,749	3,615	0	765	4,380	118	0	110	117
31	Ужице-гас, Ужице	1,947	4,387	1,957	8,291	2,630	4,935	1,919	9,494	135	112	96	114
32	Врбас - Гас, Врбас	1,899	0	3,712	5,611	2,232	0	723	2,955	118	0	19	53
33	Удогогас, Београд	1,025	24,060	25,275	50,360	1,398	27,646	36,238	65,282	136	115	143	130
34	Цестор Векс, Крушевац	0	2,266	4,125	6,391	0	2,492	9,916	12,408	0	110	240	194
35	King gas, Београд	0	0	1,157	1,157	0	0	1,263	1,263	0	0	109	109
	Укупно:	254,852	500,515	1,327,936	2,083,303	302,936	580,951	1,350,293	2,234,180	119	116	102	107

4.5.2.1 Продаја природног гаса на регулисаном тржишту

Цене природног гаса за јавно снабдевање нису се мењале у 2020. години. Просечна пондерисана одобрена цена природног гаса за све купце на јавном снабдевању у Србији, на дан 31.12.2020. године је износила 31,95 дин/м³, а за групу мала потрошња која укључује и домаћинства 35,29 дин/м³.

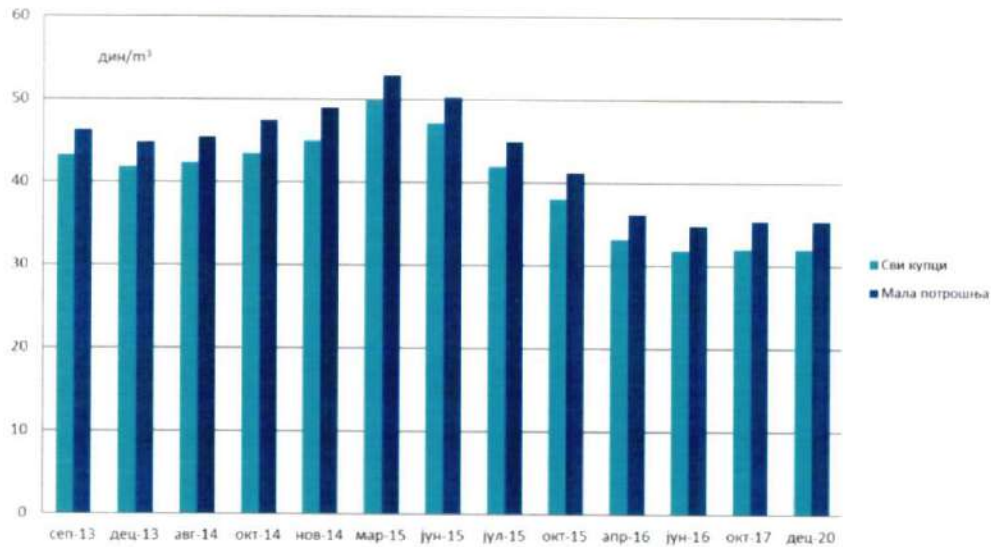
Табела 4-17: Просечна одобрена цена природног гаса за јавно снабдевање¹⁸

Ред. Број	Назив јавног снабдевача природног гаса	дин/м ³			
		Сви купци		Мала потрошња	
		31.12.2019.	31.12.2020.	31.12.2019.	31.12.2020.
1	7. 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	Cyprus Energy, 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
13	Градска топлана, Зрењанин	37,33		37,65	
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, Пландиште	36,06	36,06	38,35	38,35
21	Ресава Гас, Свилајнац	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
28	Топлана - Шабац, Шабац	33,88	33,88	33,96	33,96
29	Ужице-гас, Ужице	34,23	34,23	34,97	34,97
30	Врбас - Гас, Врбас	32,79	32,79	34,93	34,93
31	Удогозгаз, Београд	28,63	28,63	30,89	30,89
	ПРОСЕЧНО	32,02	31,95	35,43	35,29

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

На слици 4-6 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.

¹⁸ Boss Construction - Стари Трстеник током 2020. примењује цену природног гаса за јавно снабдевање у нивоу цена Србијагаз - Нови Сад



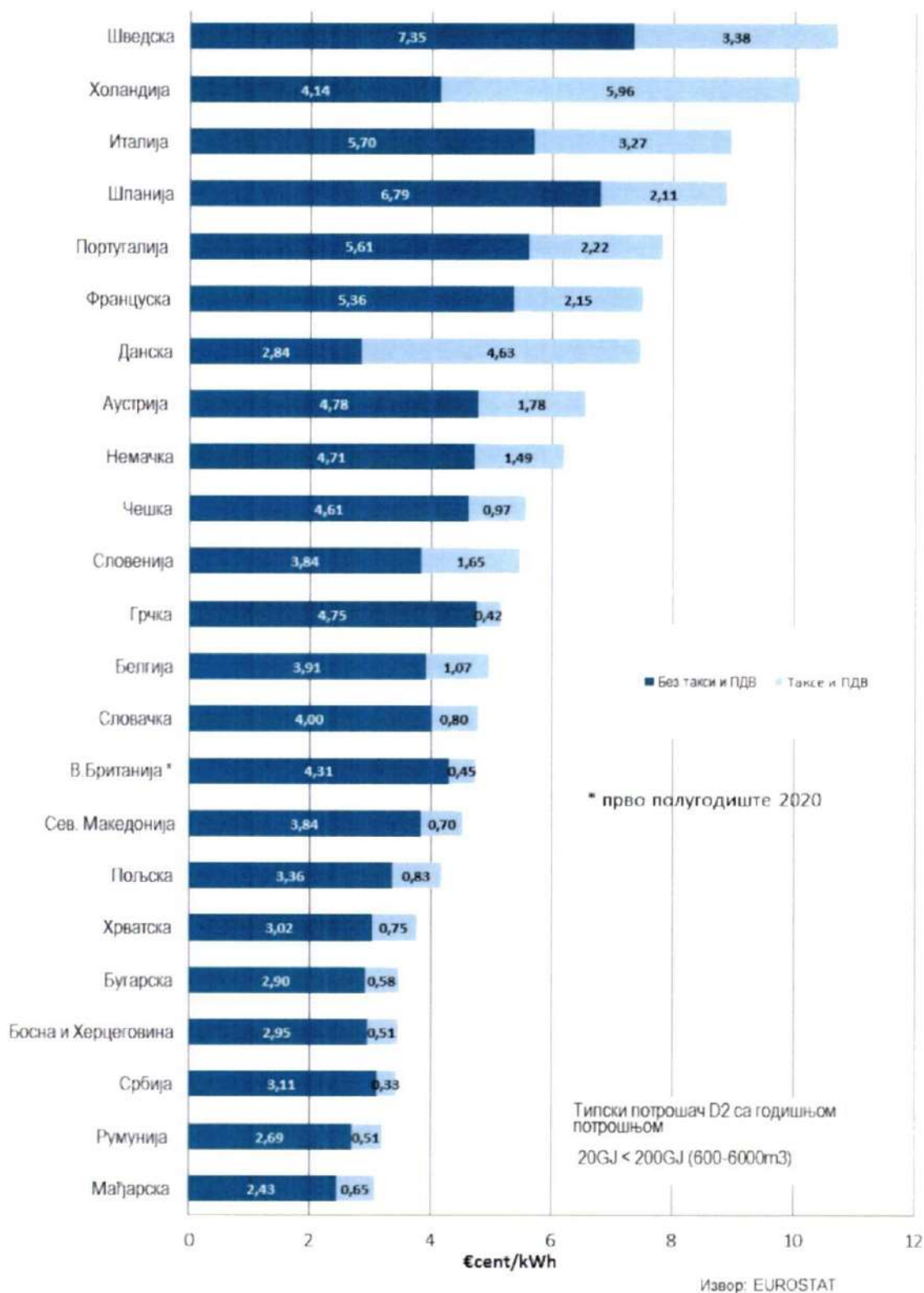
Слика 4-6: Промена просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање

У цени природног гаса за јавно снабдевање, код свих јавних снабдевача, доминантан удео имају трошкови набавке природног гаса. На дан 31. децембар 2020. 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 динар/м³, која је примењивана 31. децембра 2020. године.



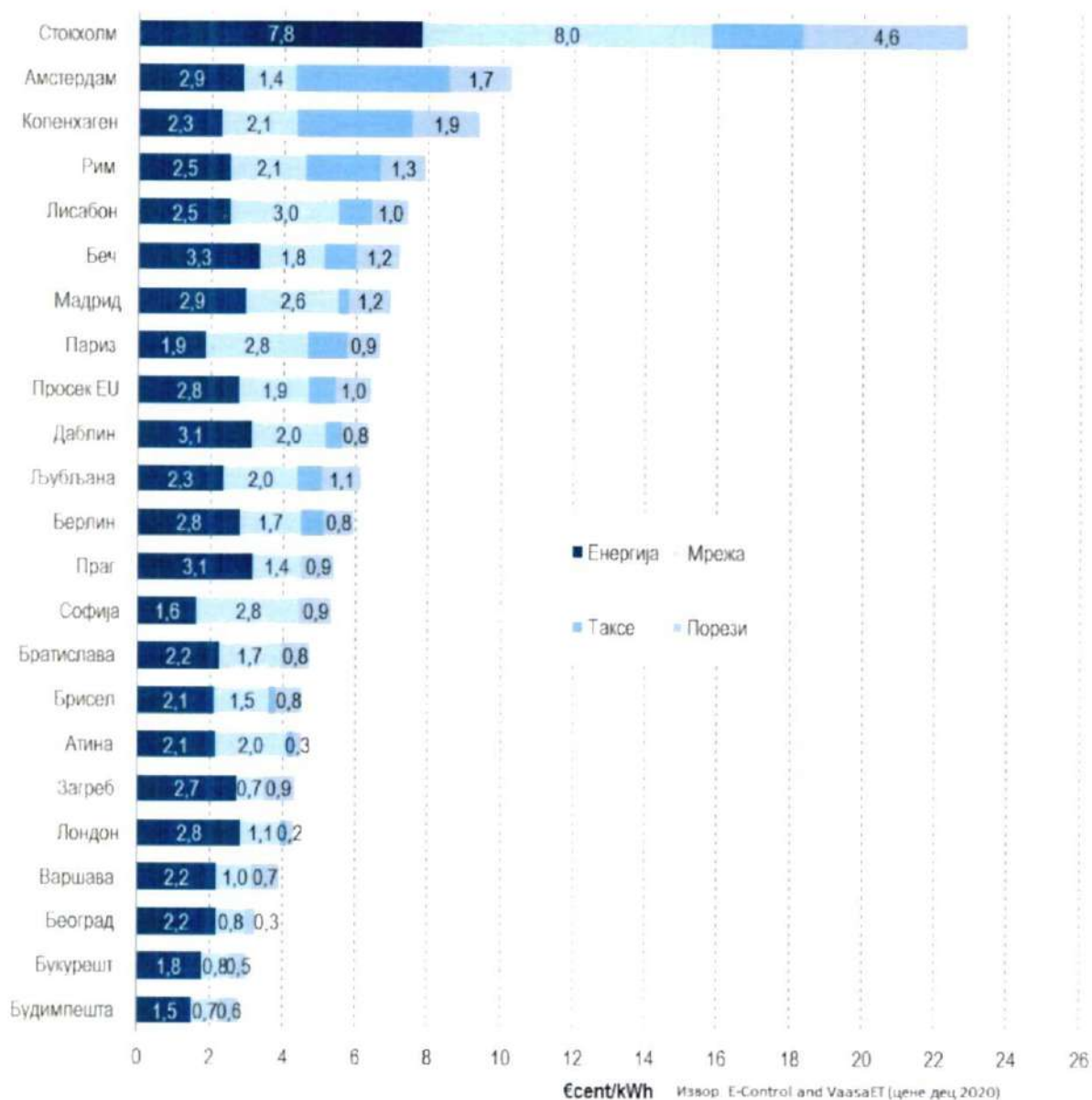
Слика 4-7: Структура просечне одобрене цене природног гаса за јавно снабдевање ЈП Србијагас на дан 31.12.2020.

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



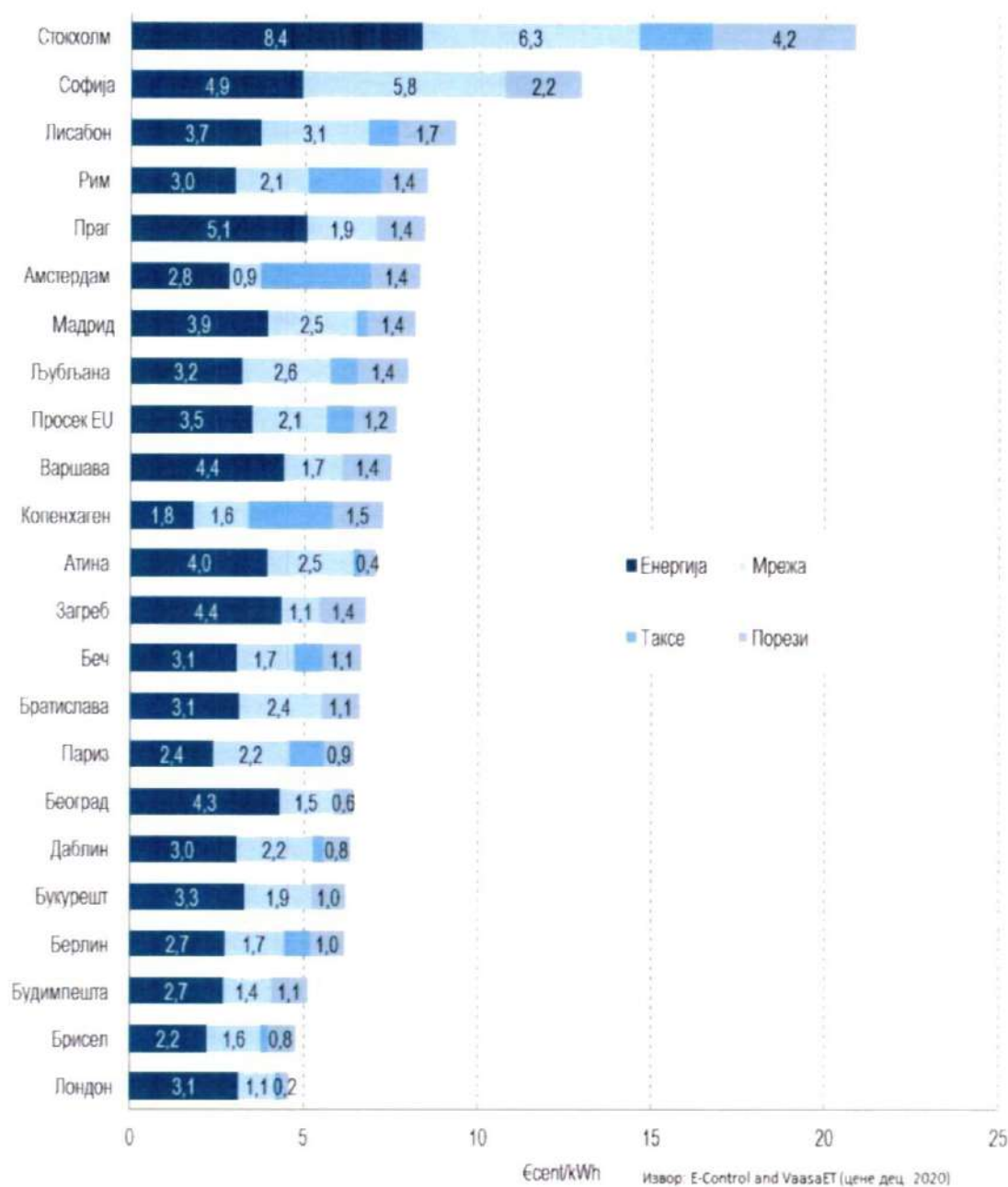
Слика 4-8: Цене природног гаса за домаћинства – друго полугодиште 2020. године

На слици 4-9 је дата детаљнија структура елемената цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2020. 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.



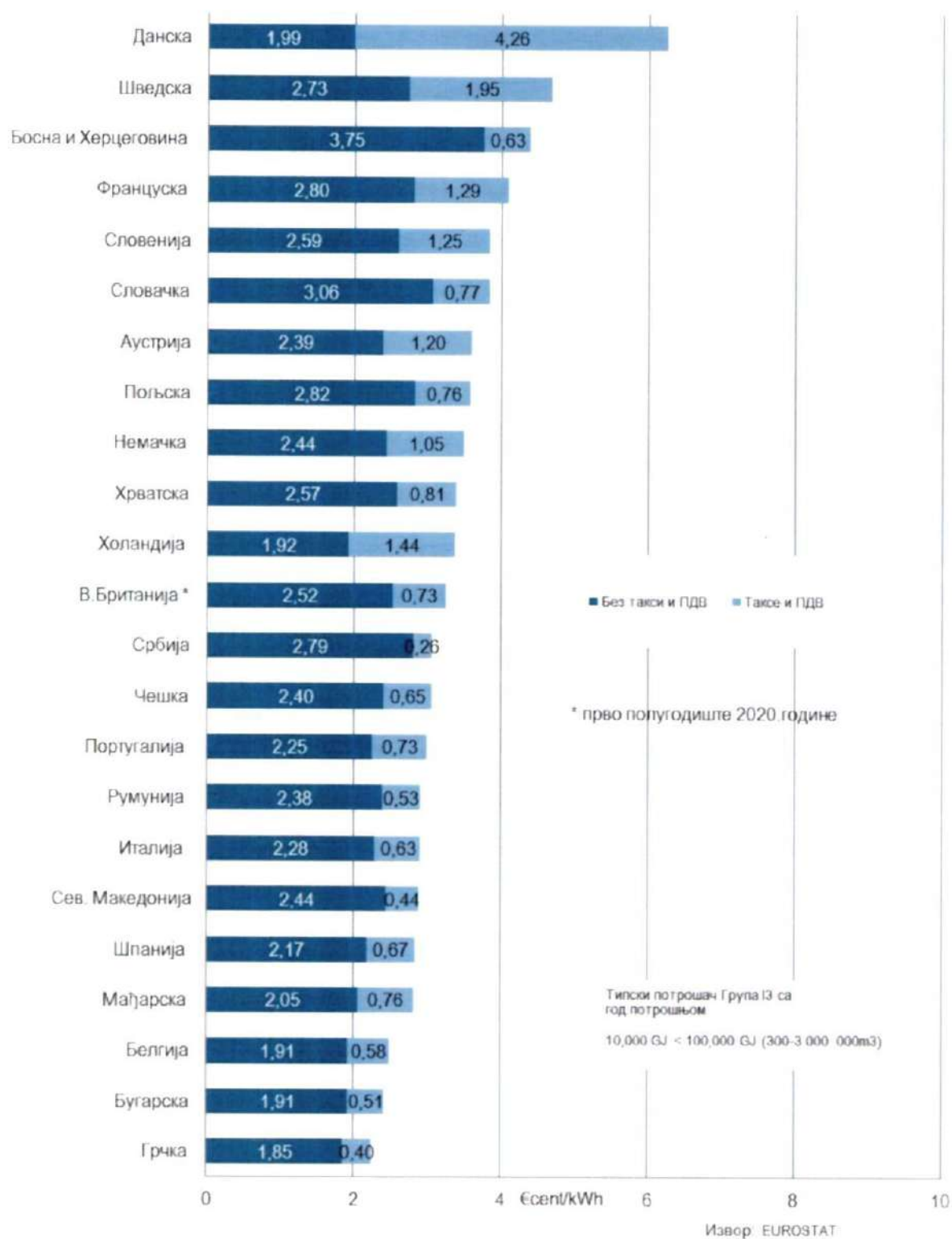
Слика 4-9: Структура цене природног гаса за домаћинства у појединим европским главним градовима у децембру 2020. године

На слици 4-10 је дата структура продајне цене природног гаса за домаћинства у појединим главним европским градовима у децембру 2020. 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 2020. 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 земаљама из ЕУ и региона, у првом полугодју 2020. 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 2020. године