

# ГЕНЕЗИС НА ДОПЪЛНИТЕЛНИТЕ РАЗХОДИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА НА БЪЛГАРИЯ: ТЕЦ НА ЛИГНИТНИ ВЪГЛИЩА

Бетина Людмилова, Ивайло Найденов

## ORIGIN OF THE ADDITIONAL COSTS IN THE BULGARIAN POWER SYSTEM: LIGNITE-FIRED POWER PLANTS

Betina Lyudmilova, Ivaylo Naydenov

*In the past decade, the pricing on the Bulgarian electricity market has been characterized by the additional price component of 'obligations to society'. This is a price that is charged to all market participants. It is included in the regulated electricity prices and is paid as an additional component by the end-users on the free market segment. This price is calculated annually by the national regulatory authority and is a means to compensate for the additional non-market costs, provoked by feed-in tariff implementation for RES and co-generation plants, power purchase agreements existence, and a national policy of providing market share for a state-owned lignite-fired power plant. The present paper examines the additional costs, arising from lignite-fired power plants' market participation.*

### **Входни данни и постановка на задачата**

Настоящият доклад цели да анализира генезиса на допълнителните разходи, възникнали в електроенергийната система на страната и заплащани от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и потребителите чрез цена „задължения към обществото“. Това ще позволи да се оцени и дали има равни условия на пазара за производителите на електрическа енергия в България и да се направи оценка на настоящия пазарен модел.

В настоящата статия е разгледана ролята на ТЕЦ, изгарящи лигнитни въглища, а участието на ВЕИ и заводските и топлофикационни централи с мощности за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия ще бъде разгледано в последващ доклад.

Разгледан е периодът 1 юли 2015 г. – 30 юни 2021 г., тъй като преди 1 юли 2015 г. размерът на цена „Задължения към обществото“ е определен въз основа на потреблението на пазарния сегмент, действащ по свободно договорени цени, а след това – въз основа на вътрешното потребление, т.е. върху общия размер на електроенергийния пазар. Това

прави стойностите на цена „Задължения към обществото“, съответно на необходимите доплащания, изчислени преди и след 1 юли 2015 г., несъпоставими пряко. Преди 2015 г. не съществува и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ [12]. За извършването на анализа са взети данни за некомпенсираните разходи на енергийните предприятия за разглеждания петгодишен период [3-8].

## **ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“**

През 2001 г. с решение № 327 от 11 май 2001 г. Министерският съвет одобрява изграждането на нова мощност от два блока по 335 MW за производство на електрическа енергия от местни лигнитни въглища на площадката на ТЕЦ „Марица-изток 1“, както и рехабилитацията и модернизацията на ТЕЦ „Марица-изток 3“. Съгласно същото решение и в резултат на проведените преговори са сключени дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия от 13.06.2001 г. между НЕК от една страна и инвеститорите, от друга [13]. Правата и задълженията по дългосрочните договори с двете централи се гарантират от разпоредбата на чл. 93а, ал.1 от Закона за енергетиката [2].

Споразуменията за закупуване на енергия между НЕК и двете централи предвиждат НЕК да изкупува цялото нетно количество електрическа енергия в продължение на 15 години от датата на въвеждане в пълна експлоатация. Договорите на НЕК с новата ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ са с продължителност съответно до 2027 г. и 2024 г. Тези споразумения предвиждат също така при настъпване на промяна в законодателството, която да доведе до нови разходи след отправната дата по договора, то изкупните цени за електроенергия и разполагаемост, предоставени от двете централи, да се коригират, така че производителите да реализират такава печалба след облагане с данъци, каквато би била реализирана, ако не са били налице допълнителните разходи [13]. Това е основанието за на практика поемането на разходите за въглеродни емисии на ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ от НЕК.

По-голямата част от произведената електроенергия от двете централи се реализира на регулирания пазар, другата се търгува на платформите на БНЕБ, като пазарната реализация се осъществява от НЕК [3-9].

Общо произведената електроенергия от ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ за 2018 и 2019 г. е съответно 6 811 596 MWh и 7 691 376 MWh. Данните за електропроизводството на тези централи са налични в отчетите на НЕК [14, 15]. Това предствлява около 16% от брутното електропроизводство в страната за този период.

Съгласно решение на ДКЕВР от 2012 г., разходите на НЕК за изкупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ се прехвърлят към потребителите като добавка „невъзстановяеми разходи“ към цената за пренос [1], а по-късно влизат в състава на цена „задължения към обществото“ [10]. От представените в Таблица 1 данни може да се проследи тенденцията към нарастване на некомпенсираните разходи на НЕК за изкупуване на електроенергия от двете централи за разглеждания в настоящия анализ период.

Разходите за емисиите на централите се заплащат от НЕК, като след това се компенсират от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) и цена „задължения към обществото“ (ЗКО). Размерът на средствата, подлежащи на компенсиране, се определя от КЕВР. Освен разходите за емисии, НЕК покрива и разходите на ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ за вноски във ФСЕС, както и цената за достъп до електропреносната мрежа, съгласно съответните клаузи в договора. Основният разход, обаче, идва от заплащането на въглеродни емисии.

Поради нарастване на цените на емисиите (Фигура 1), производствените разходи на топлоелектрическите централи също нарастват всяка година, което се отразява на общия размер на некомпенсираните разходи. За ценовия период 2020-21 г. изчислената от КЕВР продажна цена за ТЕЦ „Марица-изток 1“ е 219,21 лв./MWh, а за ТЕЦ „Марица-изток 3“ е 146,71 лв./MWh [8], при годишна среднопретеглена цена на пазарния сегмент „ден-напред“ на БНЕБ за 2020 г. 81,66 лв./MWh (изчислена въз основа на данните от месечните пазарни доклади на БНЕБ).

От представените данни може да се твърди, че без съществуването на дългосрочните договори за изкупуване на електроенергия и в случай, че закупуването на въглеродни емисии се извършва със собствени средства, двете централи не биха могли да генерират приход единствено от продажби на енергия на краткосрочните сегменти на организирания борсов пазар.

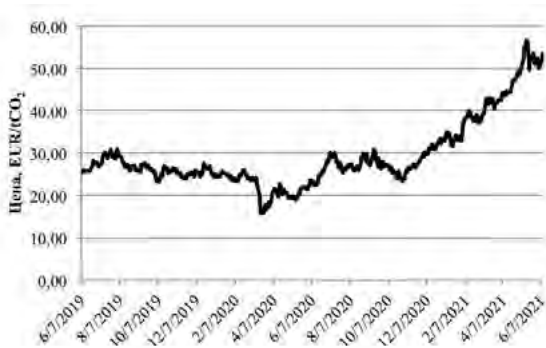
## **ТЕЦ „Марица-изток 2“**

За да се осигури пазарен дял на ТЕЦ „Марица-изток 2“, в последните три години на централата се налага задължителна производствена квота чрез заповеди на министъра на енергетиката, въпреки че централата не отговаря на ценовия критерий за участие на регулирания пазар [7,8] и въпреки възможността, предвидена в чл. 100 на ЗЕ общественият достав-

чик да покрива евентуален дефицит на регулирания пазар чрез покупки на енергия по свободно договорени цени. Този механизъм съществува от 2018 г.

Този механизъм се налага в резултат на взето политическо решение [16], тъй като електроцентралата е държавна собственост. Задължителната производствена квота за регулирания пазар е на практика основният начин да се осигури пазарен дял на ТЕЦ „Марица-изток 2“. Това се илюстрира от показателите за продажбите на централата за 2020 г. От продадени 3 197 546,8 MWh през годината, 3 044 746 MWh, или 95,2%, са реализирани на регулиран пазар, благодарение на предоставената квота. Само 152 800,8 MWh (4,8%) са реализирани на свободния пазар, от които 139 122,8 MWh са реализирани на сегмента „ден напред“, а останалите – на сегмента „в рамките на деня“ [17]. Съгласно решение № Ц-29/01.07.2020 г., разполагаемостта на централата за производство на електроенергия е 7 416 175 MWh [8]. Това означава, че ТЕЦ „Марица-изток 2“ е реализирала само 43% от възможното си електропроизводство. Нещо повече, продажбите на свободен пазар са едва 2% от възможното електропроизводство на централата, т.е. без квота за регулиран пазар, централата не би работила, тъй като възможностите за участие на краткосрочните сегменти на свободния пазар са почти несъществуващи (при ценовите равнища за разглеждания период), а разходите за пуск на производствените съоръжения не биха оправдали активирането на централата в подходящите от ценова гледна точка моменти (поради характера на горивото и съоръженията, времето за пускане от студено състояние е значително от гледна точка на динамиката на краткосрочните пазарни сегменти).

Ниската конкурентоспособност на централата на пазара се дължи на високата цена на произвежданата електроенергия. За ценовия период 2020-21 г. изчислената от КЕВР продажна цена за ТЕЦ „Марица-изток 2“ е 135,95 лв./MWh [8], а цената за ценовия период 2021-22 г. се очаква да бъде 210,33 лв./MWh [9]. За сравнение, годишната среднопретеглена цена на пазарния сегмент „ден-напред“ на БНЕБ за 2020 г. е 81,66 лв./MWh, а за периода януари – май 2021 г. е 109,86 лв./MWh. Тези цени са изчислени въз основа на месечните доклади на БНЕБ. Основната причина за това са високите цени на квотите за въглеродни емисии, които надвишават 50 EUR/tCO<sub>2</sub> (Фигура 1).



Фигура 1. Спотови цени на въглеродните емисии в ЕС, графика по данни от [18]

Поради емисионния фактор на ТЕЦ „Марица-изток 2“ в частност, и на централите на лигнитни въглища като цяло, 1 EUR/tCO<sub>2</sub> повишение на цената на квотите се отразява като 1,2 – 1,3 EUR/MWh повишение на производствените разходи за електроенергия. Тенденцията на повишаване на цените на емисиите води до повишаване на относителния размер, изразен като дял от пазарната цена, на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии, от около 20% до 60-70% за периода 2016 – 2020 г. Същевременно темпът на нарастване на цените на емисиите е много по-голям от темпа на нарастване на цените на електроенергията за периода 2016 – 2019 г. (съответно 4,7 пъти и 1,4 пъти) [11].

Всичко това обуславя неконкурентната позиция на централата, а чрез налагането на производствени квоти, разходите за осигуряване на пазарен дял на ТЕЦ „Марица-изток 2“ се прехвърлят изцяло върху потребителите. От гледна точка на минимизирането на разходите в системата, по-рационално би било централата да не работи.

Тук, обаче, следва да се отчетат и редица други фактори като адекватност на системата, осигуряване на енергийна независимост и редица социално-икономически съображения, които са извън обхвата на настоящия анализ.

### Некомпенсирани разходи, формирани от ТЕЦ на лигнитни въглища

В Таблица 1 може да се види каква част от некомпенсираните разходи за трите централи се покрива от ФСЕС и каква част се покрива чрез цена „задължения към обществото“. За годините, в които няма налични данни за размера на перата, с които се покриват, те са изчислени по алгоритъма, представен в [10].

**Таблица 1. Покриване на некомпенсираните разходи на обществения доставчик за ТЕЦ, изгарящи лигнитни въглища, чрез ЗкО и ФСЕС, 2015 – 2021 г. [3-8]**

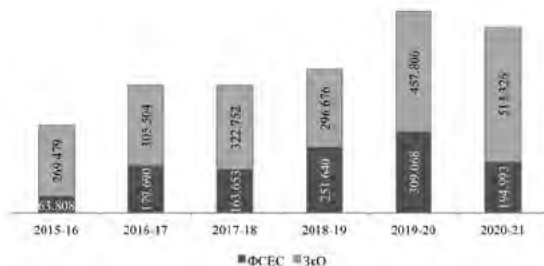
		2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
		хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ТЕЦ МИ1	Общо	226 241	314 765	317 527	341 146	400 724	378 880
	ЗкО	182 927*	198 193*	210 694*	184 583*	224 212	258 302
	ФСЕС	43 314*	116 572*	106 833*	156 563*	176 512	120 578
ТЕЦ МИ2	Общо	0	0	0	0	65 217	95 609
	ЗкО	0	0	0	0	65 217	95 609
	ФСЕС	0	0	0	0	0	0
ТЕЦ МИ3	Общо	107 046	170 429	168 878	207 170	300 933	233 830
	ЗкО	86 552*	107 311*	112 058*	112 093*	168 377	159 415
	ФСЕС	20 494*	63 118*	56 820*	95 077*	132 556	74 415

В Таблица 1 не са включени допълнителните плащания, които се правят от излишък, натрупан във ФСЕС. Тъй като излишъкът във фонда се натрупва в резултат на отклоняване на действителните приходи и разходи от прогнозните, може да се приеме, че тези плащания представляват корекция спрямо прогнозата, въз основа на която се изчислява цена „задължения към обществото“, която се заплаща в действителност. По този начин се избягва прехвърляне на тежести от неточни разчети между ценовите периоди.

Разпределението на общия размер на разходите, поети от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и чрез цена „задължения към обществото“, е показано графично и на **Фигура 2**.

От нея се вижда, че въпреки че до ценовия период 2019-20 г. компенсацията от ФСЕС нараства, все още основната част от допълнителните разходи, генерирани от ТЕЦ на лигнитни въглища се поема чрез цена „задължения към обществото“. В последните два ценови периода общите разходи се повишават значително поради включването на ТЕЦ „Марица-изток 2“ на регулирания пазар, въпреки обстоятелството, че не отговаря на ценовия критерий за това, както и поради нарастването на цените на въглеродните емисии. Това повишава както общите разходи, така и ограничава възможността за компенсация от ФСЕС. Нарастването на цените на емисиите води до общо нарастване на допълнителните разходи, а ограниченията за разходване на средствата в бюджета на фонда водят и

до значително нарастване на разходите, покрити чрез цена „задължения към обществото“. За последния разгледан ценови период, тези разходи надвишават 500 млн. лв.



**Фигура 2.** Покриване на допълнителните разходи от фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и цена „задължения към обществото“

От изложеното по-горе може да се види и неравнопоставеността между ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ от една страна и ТЕЦ „Марица-изток 2“ от друга. И трите централи имат нарастващи разходи за емисии, с разликата, че в случая на ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ те се покриват от НЕК. От друга страна, разходите за емисии на ТЕЦ „Марица-изток 2“ се покриват със собствени средства или средства от едноличния собственик на капитала – БЕХ ЕАД, оформени като заем [17].

## Изводи

В резултат на анализа могат да се направят следните изводи:

- Без съществуването на дългосрочните договори за изкупуване на електроенергия и в случай, че закупуването на въглеродни емисии се извършва със собствени средства, ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“ не биха могли да генерират приход единствено от продажби на енергия на краткосрочните сегменти на организирания борсов пазар при настоящите ценови равнища.

- За да се осигури пазарен дял на ТЕЦ „Марица-изток 2“, в последните две години на централата се налага задължителна производствена квота чрез заповеди на министъра на енергетиката. Този механизъм се налага в резултат на взето политическо решение, тъй като електроцентралата е държавна собственост, а без квота за регулиран пазар, централата не би работила, тъй като възможностите ѝ за участие на свободен пазар

са почти несъществуващи при разгледаните ценови равнища. Анализът красноречиво очертава неконкурентоспособността на ТЕЦ „Марица-изток 2“ поради повишаващите се цени на емисиите.

- Липсата на пълна либерализация на пазара дава предимство на ТЕЦ „Марица-изток 1“ и ТЕЦ „Марица-изток 3“, като същевременно изтласква от пазара ТЕЦ „Марица-изток 2“. За да не се допусне прекратяване на работата на държавната ТЕЦ се налага да ѝ се осигурява квота за регулирания пазар. Това вече става и в изпълнение на решение на Народното събрание [16], въпреки че то е от 2020 г., а практиката с налагане на производствени квоти е от 2018 г.

Всички тези практики водят до постоянно прехвърляне на разходи и поемане на финансовата тежест от страна на потребителите, които са задължени да закупуват енергия на надпазарни цени, дори когато купуват електроенергията си от други източници (цена „задължения към обществото“ се заплаща солидарно от всички крайни потребители, без оглед на начина им на снабдяване с електроенергия).

### **Източници:**

- [1] ДКЕВР (2012) Решение Ц-17/28.06.2012 г.
- [2] ЗАКОН за изменение и допълнение на закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 74 от 08.09.2006 г.
- [3] КЕВР (2015) Решение №Ц-27/31.07.2015 г.
- [4] КЕВР (2016) Решение №Ц-19/30.06.2016 г.
- [5] КЕВР (2017) Решение №Ц-19/01.07.2017 г.
- [6] КЕВР (2018) Решение №Ц-11/01.07.2018 г.
- [7] КЕВР (2019) Решение №Ц-19/01.07.2019 г.
- [8] КЕВР (2020) Решение №Ц-29/01.07.2020 г.
- [9] КЕВР (2021) Доклад относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ [[https://www.dker.bg/uploads/\\_CGCalendar/2021/rep-el-tseni-jun2021.pdf](https://www.dker.bg/uploads/_CGCalendar/2021/rep-el-tseni-jun2021.pdf)]
- [10] Людмилова, Б. (2021) Допълнителни разходи в електроенергийната система на България: цена „задължения към обществото“, В: Сборник „Енергиен форум 2021“ (под печат)
- [11] Найденов, И. (2020) Влияние на разходите за емисии въглероден диоксид върху конкурентоспособността на ТЕЦ и потребителите, В: Сборник „Енергиен форум 2020“, 223-22
- [12] Найденов, И., К. Делисивков (2019) Преглед на десетгодишната динамика на добавките към цената на електроенергията в България, В: Сборник „Енергиен форум 2019“, 103-110



- [13] Народно събрание на Република България (2015) Доклад за дейността на Временната анкетна комисия за проверка и оценка на състоянието на енергетиката в Република България към 31 януари 2015 г., [<https://193.109.54.101/pub/cW/20160421063647%D0%94%D0%9E%D0%9A%D0%9B%D0%90%D0%94.docx>]
- [14] НЕК (2019) Годишен доклад за дейността за 2018 г., С.
- [15] НЕК (2020) Годишен доклад за дейността за 2019 г., С.
- [16] РЕШЕНИЕ във връзка с разискванията по питането от народните представители Таско Ерменков, Жельо Бойчев, Виолета Желева и Атанас Костадинов към министъра на енергетиката Теменужка Петкова относно политиката на Министерството на енергетиката по отношение на бъдещето на въглищните топлоелектрически централи в България, обн. ДВ, бр. 11, 2020 г.
- [17] ТЕЦ „Марица-изток 2“ (2021) Годишен индивидуален доклад за дейността на ТЕЦ „Марица-изток 2“ ЕАД за 2020 г.
- [18] Ember (2021) Daily Carbon Price [<https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>], достъпно на 10 юни 2021 г.

#### **Автори:**

маг. Бетина Людмилова, УНСС, катедра „Икономика на транспорта и енергетиката“, [betinalyudmilova4@gmail.com](mailto:betinalyudmilova4@gmail.com)  
д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, [ivaylo.naydenov@gmail.com](mailto:ivaylo.naydenov@gmail.com)