

ВЛИЯНИЕ НА РАЗХОДИТЕ ЗА ЕМИСИИ ВЪГЛЕРОДЕН ДИОКСИД ВЪРХУ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТТА НА ТЕЦ И ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

Ивайло Найденов

IMPACT OF CARBON DIOXIDE COSTS ON THE COMPETITIVENESS OF THERMAL POWER PLANTS AND ELECTRICITY CONSUMERS

Ivaylo Naydenov

The rising price of the CO₂ allowances in the European Union leads to increasing production costs of thermal power plants. Simultaneously the indirect carbon costs for electricity consumers also rise. The Bulgarian power system's production costs are heavily impacted by CO₂ prices, since thermal power plants contribute to more than 40% of the power generation. Meanwhile, Bulgarian thermal power plants have high emission factors – around 1.2 tCO₂/MWh. That leads to increased indirect costs for Bulgarian consumers. The current paper assesses the indirect costs for Bulgarian consumers for the period 2016-2020.

Въведение

Непреките разходи за емисии са част от крайната цена на електроенергията, която се дължи на задължението на топлоелектрическите централи (ТЕЦ) да заплащат изцяло или частично въглеродните емисии, които изпускат в резултат на производствения си процес. Разходите за емисии, направени от ТЕЦ, се прехвърлят цялостно или частично към крайния потребител, като по този начин консуматорът заплаща изцяло или частично разходите за емисии, направени от електроцентралите [1].

В настоящия доклад е направена оценка на влиянието на цените на въглеродните емисии както върху изменението на производствените разходи на ТЕЦ, така и върху размера на непреките разходи за емисии на потребителите в страната. Размерът на тези разходи е сравнен с пазарната цена на сегмента „централизиран пазар ден-напред“ на „Българска независима енергийна борса“ (БНЕБ).

Емисионен фактор на ТЕЦ

Непреките разходи за емисии зависят от емисионния фактор на топлоелектрическите централи, тъй като той показва как направените разходи за емисии се прехвърлят в производствените разходи за единица продукт. Определеният от Европейската комисия за България емисионен

фактор за фаза 3 на Европейската схема за търговия с емисии (2012-2020 г.) е 1,12 tCO₂/MWh [1]. Референтният емисионен фактор за ТЕЦ за периода 2014-2020 г., определен от МОСВ, е 1,278 tCO₂/MWh [2].

Влияние на цената на емисиите върху производствените разходи на ТЕЦ и непреките разходи за потребителите

В Таблица 1 е представено повишението на цените на квотите парников газ за периода 2016-2020 г. като е изчислен ефектът върху производствените разходи на електроцентралите и размерът на косвените разходи за емисии в стойността на електроенергията. За целите на изчисленията са използвани и двата емисионни фактора – този на Европейската комисия, който би бил използван за изчисляване на евентуални компенсации на потребителите, и този на МОСВ, който представя по-реалистична структура на разходите в електроенергийната система у нас. Данните за цените на емисиите за 2020 г. са към 24 август 2020 г.

Изчисленията са извършени съгласно зависимости (1) и (2).

$$PC_{TEC} = P_{CO_2} \cdot EF, \text{ лв./MWh} \quad (1)$$

$$IC = PC_{TEC} \cdot S_{TEC} = P_{CO_2} \cdot EF \cdot S_{TEC}, \text{ лв./MWh} \quad (2)$$

В зависимости (1) и (2) са използвани следните означения: ΔPC_{TEC} – нарастване на производствените разходи на ТЕЦ поради нуждата от закупуване на въглеродни квоти, лв./MWh; P_{CO_2} – цена на тон въглеродни емисии, лв./tCO₂; EF – емисионен фактор, tCO₂/MWh; IC – непреки разходи, лв./MWh; S_{TEC} – дял на ТЕЦ в електропроизводството.

Таблица ,1. Оценка на изменението на размера на косвените разходи за емисии върху всички потребители в България

	Средноаритметични годишни цени на квотите [3]		Повишаване на производствените разходи на ТЕЦ	
			EF=1,12 tCO ₂ /MWh	EF=1,278 tCO ₂ /MWh
	EUR/tCO ₂	лв./tCO ₂	лв./MWh	лв./MWh
2016	5,25	10,27	11,50	13,12
2017	5,77	11,29	12,64	14,42
2018	15,68	30,67	34,35	39,19
2019	24,73	48,37	54,17	61,81
2020 [#]	23,14	45,26	50,26	57,84

Допуснато е, че прехвърлянето на разходите за емисии на производителите към потребителите е 100%, а ефектът върху потребителите е пропорционален на дяла на ТЕЦ (не са разгледани ефектите от вноса и износа). Така е определено поскъпването, причинено само от цената на квотите. Резултатите са нормализирани на произведен мегаватчас, за да се елиминира ефектът от разпределянето на безплатни квоти измежду горивните инсталации.

От представените резултати се вижда почти петкратното увеличение на цените на квотите за пълния четиригодишен период 2016-2019 г., което води до увеличаване на непреките разходи за емисии от около 5 лв./MWh до 24-28 лв./MWh. Ефектът върху производствените разходи на ТЕЦ е правопрпорционален – нарастване от около 5 пъти до 50-58 лв./MWh.

През 2020 г. се забелязва намаляване на всички показатели, основно поради възникналите форсмажорни обстоятелства.

Влияние върху конкурентоспособността

В Таблица 2 са представени резултатите от изчисляване на относителния размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии и на непреките разходи спрямо пазарната цена. Пазарната цена представлява средногодишната цена на централизирания пазар „ден-напред“ на БНЕБ, съгласно данни на КЕВР и БНЕБ [7,9-15]. Стойността за 2020 г. е пресметната за периода януари-юли включително.

Вижда се, че тенденцията на повишаване на цените на емисиите води до повишаване на относителния размер на производствените разходи на

Дял на ТЕЦ [4-8]	Оскъпяване на електроенергията за крайния потребител (косвени разходи)	
	EF=1,12 tCO ₂ /MWh	EF=1,278 tCO ₂ /MWh
%	лв./MWh	лв./MWh
44,8%	5,15	5,88
47,9%	6,05	6,91
44,1%	15,13	17,28
44,8%	24,28	27,70
40,9%	20,75	23,67

#към 24 август 2020 г.

ТЕЦ, породени от заплащането за емисии, от около 20% до 60-70%. Нарастването на относителния размер е значително, въпреки нарастващата тенденция в цената на енергията. Това се дължи на по-големия темп на нарастване на цените на емисиите (4,7 пъти за периода 2016-2019) в сравнение с темпа на нарастване на цените на електроенергията (1,4 пъти за периода 2016-2019). Това обстоятелство оказва сериозно отрицателно въздействие върху конкурентоспособността на ТЕЦ, тъй като са налични и други променливи и постоянни разходи в структурата на производствените им разходи. По този начин пазарната позиция на топлоелектрическите централи е силно застрашена.

Таблица 2. Относителен размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии и на непреките разходи спрямо пазарната цена

	Цени БНЕБ [7,9-15]	Относителен размер на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии		Относителен размер на непреките разходи	
		лв./MWh	EF=1,12 tCO ₂ /MWh	EF=1,278 tCO ₂ /MWh	EF=1,12 tCO ₂ /MWh
2016	67,30	17,09%	19,50%	7,66%	8,74%
2017	79,56	15,89%	18,13%	7,61%	8,68%
2018	82,84	41,46%	47,31%	18,28%	20,86%
2019	95,13	56,95%	64,98%	25,52%	29,12%
2020*	81,30	62,35%	71,14%	25,52%	29,12%

Относителният размер на непреките разходи на потребителите, изразен като дял от цената за енергия също нараства до около 25-30%. По този начин непреките разходи стават основен ценообразуващ елемент. Поради това от потребителите, имащи възможност да закупуват електроенергия от свободния пазар, може да бъде възприета пазарна стратегия за закупуване на електроенергия от външни пазари или от производители, при които няма разходи за емисии. По този начин конкурентоспособността на ТЕЦ допълнително се влошава.

Важно е да се отбележи, че този анализ допуска равномерно разпределение на разходите измежду потребителите. В действителност, при хибридният модел на пазара у нас, както и при наличието на непа-

зарни механизми за компенсация на разходи в електроенергийната система, е напълно възможно някои потребители да носят по-голяма тежест от други. Така или иначе, тези явления оказват силно отрицателно въздействие върху енергоинтензивните отрасли, при които разходите за електроенергия надвишават 1/5 от производствените разходи [16]. От друга страна, свободният пазар предоставя на потребителите гъвкавост, с която могат да оптимизират преките си разходи за енергия. Това, обаче, не важи за разходите, включени в цена „задължения към обществото“.

За централите основните възможности за запазване на конкурентоспособността са технологични и са свързани с допълнителни инвестиции – инсталации за улавяне на въглероден диоксид и/или подмяна на горивната база, тъй като ограничаването на производството би довело до допълнителна загуба на пазарен дял.

Заклучение

Нарастването на цените на квотите въглероден диоксид води до нарастване както на производствените разходи на топлоелектрическите централи, така и на непреките разходи за емисии на потребителите. Тази тенденция се отразява негативно на конкурентоспособността както на производителите, така и на потребителите, както е видно от относителните размери на производствените разходи на ТЕЦ, породени от заплащането за емисии, и на непреките разходи спрямо пазарната цена.

Източници:

- [1] Европейска комисия (2012) Насоки относно определени мерки за държавна помощ в контекста на схемата за търговия с квоти за емисии на парников газ след 2012 г., Официален вестник на Европейския съюз, С 158/4, 5.6.2012
- [2] МОСВ (2014) Изчисление и прогноза за емисионния фактор на парниковите газове за националната електрическа мрежа на Република България за периода 2014 –2020 г., С.
- [3] EEX (2020) Auction Market [<https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market>]
- [4] КЕВР (2017) Годишен доклад за Европейската комисия 2016 г.
- [5] КЕВР (2018) Годишен доклад за Европейската комисия 2017 г.
- [6] КЕВР (2019) Годишен доклад за Европейската комисия 2018 г.
- [7] КЕВР (2020) Годишен доклад за Европейската комисия 2019 г.

- [8] ENTSO-E (2020) Actual Generation per Production Type, ENTSO-E Transparency Platform [<https://transparency.entsoe.eu/>], достъпено на 24 август 2020 г.
- [9] БНЕБ (2020) Месечен доклад януари 2020 г.
- [10] БНЕБ (2020) Месечен доклад февруари 2020 г.
- [11] БНЕБ (2020) Месечен доклад март 2020 г.
- [12] БНЕБ (2020) Месечен доклад април 2020 г.
- [13] БНЕБ (2020) Месечен доклад май 2020 г.
- [14] БНЕБ (2020) Месечен доклад юни 2020 г.
- [15] БНЕБ (2020) Месечен доклад юли 2020 г.
- [16] Мoya, J.A., A. Boulamanti (2016) Production costs from energy-intensive industries in the EU and third countries, Joint Research Institute, European Commission

Автор:

д-р инж. Ивайло Найденов, член на УС, Научно-технически съюз на енергетиците в България, +359 898 597194, ivaylo.naydenov@gmail.com