

**Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и
пренос през електроразпределителната мрежа
на „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД
за Втора ценова година от Шести регулаторен период
01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.**

I. Основание за изготвяне

Настоящото заявление от „Електроразпределение юг“ ЕАД (ЕР ЮГ) с обосновка е в съответствие със Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), в сила от 24.03.2017 г., издадена от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), обн., ДВ, бр. 52 от 22.06.2018 г. и се отнася за втора ценова година от Шести регулаторен период с начало от 01.07.2022 г.

Заявените изменения на регулираните цени са калкулирани при прилагане на Глава трета „Изменение на цените при основните методи на регулиране“ и Глава четвърта „Ред за утвърждаване, определяне и изменение на цени“ от НРЦЕЕ.

II. Цел

Основна цел на това заявление е да обоснове предложените от Дружеството изменения на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа, които ще са приложими през Шести регулаторен период, втора ценова година от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г.

III. Метод на регулиране и продължителност на регулаторния период

Съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ, Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, КЕВР прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“

С Решение Ц-27 от 01.07.2021г. КЕВР определи тригодишна продължителност на Шести регулаторен период (Юли 2021-Юни 2024 г.).

IV. Изменение на цените по време на регулаторния период

Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, при прилагането на методите за ценово регулиране по чл. 3 ал.2 т.2, комисията може да измени цените по време на ценовия период със следните годишни корекции:

- 1 С инфлационен индекс (И) за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността при спазване на принципите на чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката;
- 2 С показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;
- 3 В резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

Съгласно чл. 38, ал. 7 При прилагане на метода "горна граница на приходи" се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{\text{утв}} - E_{\text{прог}} * \frac{TP_{\text{одоб}}\%}{1 - TP_{\text{одоб}}\%} * C_{\text{тр}} \right)_{t-1} - \left(P_{\text{отч}} - E_{\text{отч}} * \frac{TP_{\text{одоб}}\%}{1 - TP_{\text{одоб}}\%} * C_{\text{тр}}^{1.1} \right)_{t-1} \pm P_{t-2},$$

където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, лв.;

Потч. - отчетените приходи, лв.;

Епрог. - прогнозните количества пренесена електрическа енергия, kWh;

Еотч. - отчетените количества пренесена електрическа енергия, kWh;

ТРодоб. - одобрените технологични разходи за регулаторния период, %;

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 7, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

P- корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, лв.;

t - ценовият период

V. Обосновки

1. Ценообразуващи елементи за Шести регулаторен период

С Решение № Ц- 27 от 01.07.2021 г. на КЕВР бяха определени ценообразуващите елементи и цените за първата година, от Шести регулаторен период, по които ЕР Юг предоставя услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа. Ценообразуващи елементи на цените, одобрени от КЕВР са представени в таблицата по-долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	xxx xxx
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	xxx xxx
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	xx xxx
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	xxx xxx
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	xxx xxx
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	xxx xxx
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	xx xxx
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	x,xx%
6	Възвръщаемост (p.4*p.5), хил. лв.	xx xxx
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- x xxx
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	xxx
9	Необходими годишни приходи (p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8), хил. лв.	xxx xxx
10	Количество електрическа енергия за разпределение, МВтч.	x xxx xxx

2. Годишни корекции за втора ценова година от Шести регулаторен период съгласно чл. 38 от НРЦЕЕ

а. Количество енергия за разпределение

При дефиниране на параметъра количество енергия за разпределение за Шести регулаторен период беше изготвен детайлен анализ на факторите, оказващи влияние на потреблението, както и наличната статистическа информация. В тази връзка прогнозата на потреблението за небитови и битови клиенти беше калкулирана при стандартни за географските ширини климатични условия, базиращи се на статистическа информация за последните 10 г., като беше отчетено и засилващото се влияние на енергийната ефективност и очакваното развитие на бизнеса в региона. Друг фактор, отчетен при изготвянето на прогнозата е влиянието на пандемията от COVID-19 върху потреблението, като прогнозата е направена при допускане, че влиянието на пандемията предизвикана от COVID-19 ще започне да отшумява и бизнеса ще започне да се възстановява.

През 2021 година не са настъпили значителни изменения в средата и факторите, оказващи влияние на потреблението в югоизточна България.

В тази връзка Дружеството запазва ценовия параметър „Количество електрическа енергия за разпределение“ определен за първа ценова година от VI-тия регулаторен период в размер на **x xxx xxx МВтч.**

б. Прогнозна пазарна цена на енергия, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото за технологични разходи

Прогнозната цена на енергията, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи на дружеството за Втори

ценови период от Шести регулаторен период са определени съгласно указанията на КЕВР дадени с писмо изх. № Е-13-32-2 / 21.03.2022. Комисията изтъква, че към момента на изготвяне на ценовото заявление на ЕР Юг, комисията не разполага с необходимата информация и не е възможно предварително да определи прогнозната пазарна цена, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото. В тази връзка Комисията указва че "мрежовите оператори следва да предоставят в КЕВР пълния размер на разходите си за технологични разходи въз основа на собствени прогнози, които са съобразени както с актуалните данни за пазара, така и с тенденциите в развитието му до края на следващия регулаторен период. По-специално е необходимо да бъде обърнато специално внимание на различната пазарна обстановка към настоящия момент спрямо тази към края на м. март 2021г. когато дружествата са изготвяли заявленията си за цени за предходния ценови период."

Следвайки указанията на КЕВР по-горе и подхода приложен от Регулатора в ценово решение Ц-27/01.07.2021г., дружеството е определило средна цена на енергия за базов товар въз основа на сетълмент цени за финансов фючърс от EEX (European Energy Exchange), за Унгария с дата на търговия 22.03.2022. Използвана е платформата за търговия [Futures \(eex.com\)](https://www.eex.com), тъй като там има по-голяма ликвидност в сравнение с HUDEX. Тримесечните и годишните цени са преобразувани към месечни с цел по-точно моделиране на съотношението търсене/предлагане през различните сезони. Използваният алгоритъм е базиран на сезонни коефициенти, които са калкулирани на база исторически данни за пазар ден-напред. В резултат на това е определена средна цена на енергия за базов товар в размер на **xxx,xx лв./МВтч.**

За определяне на прогнозната пазарна цена дружеството е използвало определения от КЕВР в ценово решение Ц-27/01.07.2021г. групов коефициент за операторите на електроразпределителните мрежи в размер на **х,xxxxх.**

Въз основа на това дружеството е калкулирало прогнозна пазарна цена на енергия за покриване на технологични разходи за втори ценови период в размер на **xxx,xx лв./МВтч.** като е следвало методиката, приложена от КЕВР в ценово решение Ц-27/01.07.2021г.

Дружеството отчита факта, че както е посочено в Програма на МЕ „Република България и като цяло Европейският съюз са изправени пред неочакван скок на цените на енергията, породен най-вече от нарасналото търсене както в европейски, така и в световен мащаб, от повишените цени на енергоносителите и въглеродните емисии." В допълнение към това в последните месеци се наблюдава и изключителна динамика в развитието на цените, породена от военните действия в Украйна. Поради това е много вероятно определената от дружеството средна цена на базов товар въз основа на сетълмент цени за финансов фючърс с дата на търговия 22.03.2022 да се различава съществено от средната цена за базов товар, която ще определи КЕВР при изготвяне на ценовото решение от 01.07.2022г.

Затова дружеството счита че определянето на средна цена на базов товар и съответно на прогнозна пазарна цена на енергия за покриване на технологичните разходи за втори ценови период е в изключителните правомощия на КЕВР. Определената от дружеството в настоящото заявление прогнозна пазарна цена следва да се вземе предвид само до определянето на такава от КЕВР.

Цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи за Втори ценови период от Шести регулаторен период са запазени на нивото определено в ценово решение Ц-27/01.07.2021г. като са взети предвид указанията на КЕВР дадени с писмо изх. № Е-13-32-2 / 21.03.2022 г.

с. *Експлоатационни и административни разходи*

Съгласно чл. 38, ал. 4 т.1 от НРЦЕЕ ценообразуваният елемент разходи за експлоатация и поддръжка следва да бъде индексирани с инфлационен индекс (И) за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт.

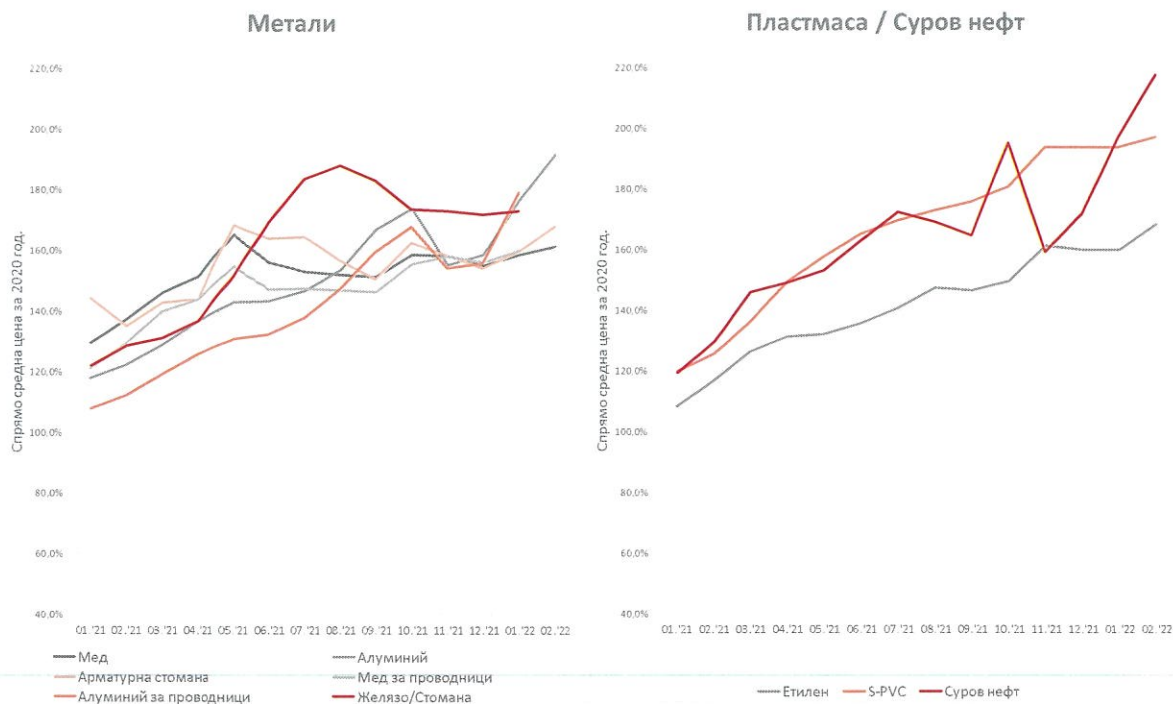
Дружеството е използвало данни от страницата на НСИ за Средногодишен ИПЦ, предходните 12 месеца равни на 100.

[Средногодишни ИПЦ, предходните 12 месеца = 100 | Национален статистически институт \(nsi.bg\)](https://www.nsi.bg/)

Видно от данните е, че средногодишният индекс на потребителските цени към февруари 2022 г. е $x,x\%$, което представлява средногодишната инфлация за периода март 2021 - февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 - февруари 2021 г. Тази стойност е изчислена като средно годишно изменение на цените на продукти и услуги включени в потребителската кошница, разглеждана от НСИ. При разглеждане на данните в детайл прави впечатление, че някои потребителски групи имат значително по-голямо нарастване на цените спрямо други. В тази връзка, следвайки разпоредбите на чл. 38, ал. 4 т.1 от НРЦЕЕ, Дружеството е разгледало основните типове експлоатационните разходи одобрени за първата година от Шести регулаторен период и е приело диференциран подход за индексирани на тези разходи според факторите определящи динамиката в цените им. Такъв диференциран подход е приложен за разходите за материали и по специално за тези в чиито цени значителен дял имат цените на основни суровини като метали, пластмаси, а също и електрическа енергия, нефт и нефтопродукти.

От средата на април 2020 започна трайно покачване на цените на основните материали метали и пластмаси което доведе до покачване на основни използвани електротехнически продукти. При последните открити търгове с критерии най-ниска цена, сключените договори за различните видове кабели показаха средно увеличение на цените от $xx,x\%$ спрямо 2020 година. Това се дължи както на повишението на металите (около $xx\%$ за медта и $xx\%$ на алуминия за периода) така и на увеличението на пластмасите използвани за изолация (около $xx\%$). Към това трябва да прибавим увеличените цени на енергийните ресурси необходими за преработка и обща инфлация. Увеличение се наблюдава и при железно-решетъчните стълбове ($xxx\%$). Там към причините за повишаването на цените заради нарушените вериги на снабдяване поради пандемията се добави военният конфликт между Русия и Украйна, които са основни производители и износители на стомани.

Увеличение има и при пластмасовите електромерни табла, като там средното повишение е $xx,xx\%$. При най-използваните автоматични предпазители средното повишение е $xx,xx\%$. Причините и тук са основно увеличението на металите и техническите пластмаси. Процентите увеличение във всички случаи са базирани на сравнение на цените постигнати през 2020 и 2022 на база на открити тържни процедури с критерии най-ниска цена като същите тенденции са налице и на свободния пазар. Описаните дотук тенденции в цените на метали, пластмаси и суров петрол към февруари 2022 спрямо средните цени за 2020г. са представени на графиките по-долу.



През последните 12 месеца също бе регистрирано значително увеличение на цените за електроенергия за бизнес консуматори (xx,x%) горива и смазочни материали (xx,x%), както и за топлоенергия (xx,x%).

Утежняващо за дружеството обстоятелство е, че още при стартирането на Шести регулаторен период Регулатора не е приложил очакваната инфлация за първата година, като е одобрил стойността на отчетените оперативни разходи за базовата 2020 г. Този подход се отразява във всяка следваща година от регулаторния период поради факта, че Регулатора индексира оперативните разходи одобрени в съответния предходен ценови период със с инфлационния индекс. Това води до едно изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните разходи на дружеството, което се натрупва и увеличава стойността си във всяка следваща година от регулаторния период.

В резултат на изброените дотук основания, за да се осигури достатъчен финансов ресурс и покриване на необходимите разходи за експлоатация и поддръжка на електроразпределителната мрежа при индексацията на разходите за втората година от Шести регулаторен период е приложена специфичната инфлация за разходи за материали които са в пряка зависимост от цените на основни суровини като метали, пластмаси, енергия, нефт и нефтопродукти.

За калкулирането на всички останали разходи за втората ценова година от Шести регулаторен период се използва средната стойност на инфлацията за последния 12 месечен период по данни на НСИ, като е приложена следната формула:

$$\text{ОПР}_t = \text{ОПР}_t - 1 * (1 + \text{Инфл})$$

Където:

ОПР_t – Оперативни разходи за втората ценова година от шести регулаторен период

ОПРt-1 – Оперативни разходи за първата ценова година от шести регулаторен период.

Инфл. - Средногодишната инфлация за периода март 2021 - февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 - февруари 2021 г.

Резултатите на описания по-горе подход са както следва:

Разходите за материали за регулирана дейност са калкулирани на обща стойност xx xxx хил.лв. и представляват xx,x % в структурата на оперативните разходи. Разходите за материали се разпределят в следните основни пера:

Разходи за материали	Одобрени за първа ценова година от VI РП	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за кабели, кабелна арматура и проводници	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за стълбове	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за ел.табла и електромери	xxx	xxx	xxx
Разходи за други устройства и оборудване	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за гориво-смазочни материали	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за работно облекло и лични предпазни средства	xxx	xxx	xx
Разходи за инструменти и инвентар	xxx	xxx	xx
Разходи за ел. енергия	xxx	x xxx	xxx
Разходи за автомобилни гуми	xxx	xxx	xx
Разходи за топлинна енергия	xxx	xxx	xx
Разходи за други материали	x xxx	x xxx	xx
Общо разходи за материали	xx xxx	xx xxx	x xxx

Видно от таблицата с най-голям дял са разходите за електротехнически материали (разходи за кабели, проводници, кабелна арматура, стълбове, електрически табла, разходи за устройства и оборудване), които представляват xx,x% от общите разходи за материали. Електротехническите материали и разходите за горива и смазочни материали формират около xx,x% от общата стойност на разходите за материали.

На база на изложеното до тук средно претегленото увеличение на разходите за материали за втората ценова година от Шести регулаторен период спрямо одобрените за първа ценова година е **xx,x%**.

Разходите за външни услуги, персонал и други разходи са калкулирани на база на общия подход за индексирание на разходите със средногодишният индекс на потребителските цени (ИПЦ) от x,x%. По този начин разходите за външни услуги се изчисляват на xx xxx хил. лв, разходите за персонал на xx xxx хил. лв. и други разходи на x xxx хил. лв.

Експлоатационни и административни разходи	Одобрени за първа ценова година от VI РП	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	xx xxx	xx xxx	x xxx
Разходи за външни услуги	xx xxx	xx xxx	x xxx
Разходи за персонал	xx xxx	xx xxx	x xxx
Други разходи	x xxx	x xxx	xx
Общо експлоатационни и административни разходи	xxx xxx	xxx xxx	x xxx

Разходите за експлоатация и поддръжка и административни разходи като обща стойност са калкулирани на xxx xxx хил. лв.

Следователно за втори ценови период, Дружеството е изменило ценовия параметър експлоатационни и административни разходи с корекция с инфлационен индекс за периода март 2021 - февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 - февруари 2021 г. и специфична инфлация за определени групи материали с обща стойност от x xxx хил. лв., което представлява увеличение с x,x% спрямо одобрените от КЕВР разходи за първа ценова година от Шести регулаторен период.

d. Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ

Размера на корекцията отразява разликата между отчетените инвестиции за 2021г. и планирани инвестиции за същата година за Шести регулаторния период

Приложена е Справка чл.38-4-3, в която е направена калкулация на корекцията съгласно чл.38, ал.4, т.3 от Наредба 1

Размерът на корекцията, с която трябва да се коригират необходимите приходи на Дружеството за втората година от Шести регулаторен период, е (минус) -x xxx хил.лв.

e. Корекция с фактор Z

Съгласно чл.38 ал. 7 и ал.8 от Наредба 1 за целите на ценообразуване на втората година от шести регулаторен период е изчислен Z фактор, като е приложена формулата в ал.7:

$$Z_t = \left(P_{утв} - E_{прог} * \frac{TP_{одоб} \%}{1 - TP_{одоб} \%} * Ц_{тр} \right)_{t-1} - \left(P_{отч} - E_{отч} * \frac{TP_{одоб} \%}{1 - TP_{одоб} \%} * Ц_{тр.1} \right)_{t-1} \pm P_{t-2},$$

където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, лв.;

Потч. - отчетените приходи, лв.;

Епрог. - прогнозните количества пренесена електрическа енергия, kWh;

Еотч. - отчетените количества пренесена електрическа енергия, kWh;

ТРодоб. - одобрените технологични разходи за регулаторния период, %;

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 8, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

P - корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, лв.;

t - ценовият период.

Приложена е Справка 9 с калкулация на фактор Z за първи ценови период, в която количествата и приходите от пренесена енергия са на база отчетни данни до м. Февруари 2022г. и прогнозни стойности за месеците Март, Април, Май и Юни 2022г. При определяне на прогнозните цени за покупка на технологичните разходи за периода Март – Юни 2022г. дружеството се е основавало на подхода, който КЕВР е указала в писмо Изх. № Е-13-32-2 / 21.03.2022г., а именно че “мрежовите оператори следва да предоставят в КЕВР пълния размер на разходите си за технологични разходи въз основа на собствени прогнози, които са съобразени както с актуалните данни за пазара, така и с тенденциите в развитието му до края на следващия регулаторен период.” Съгласно писмото на КЕВР е “необходимо да бъде обърнато специално внимание на различната пазарна обстановка към настоящия момент спрямо тази към края на м. март 2021г. когато дружествата са изготвяли заявленията си за цени за предходния ценови период”.

Въз основа на това прогнозните цени за базов и пиков товар за покупка на технологичните разходи за прогнозните месеци са базирани на сетълмент цени за финансов фючърс от EEX (European Energy Exchange), за Унгария с дата на търговия 22.03.2022. Използвана е платформата за търговия [Futures \(eex.com\)](https://www.eex.com), тъй като там има по-голяма ликвидност в сравнение с HUDEX.

При така описания подход е калкулиран фактор Z за първа ценова година в размер на **xxx xxx хил. лв.**

Определеният размер на фактор Z за първи ценови период е намален със следните суми:

1. По одобрената с Решение № 739 на Министерския съвет от 2021 г. Програма за компенсиране на небитовите крайни клиенти на електрическа енергия, изменена с Решение № 771 от 6 ноември 2021 г. и с Решение № 885 от 16 декември 2021 г., частично се компенсират натрупаните финансови дефицити от Операторите за периода 01.10.2021 г. – 30.11.2021 г. Компенсацията е в размер на 110 лв./МВтч. (като в сумата не е включен ДДС) за фактурираните от доставчици количества активна електрическа енергия за технологични разходи, върху която се начислява цена „задължение към обществото“, за периода от 01.10. до 31.10.2021 г. и периода от 01.11. до 30.11.2021 г.

За получаване на компенсацията е сключен индивидуален договор № 53 / 22.12.2021г. между Министерството на енергетиката (МЕ) и ЕР Юг, в който е определено, че срокът за получаване на компенсацията е до 28.02.2022г. В договореният срок сумата е постъпила по сметката на ЕР Юг. Общият размер на сумата, с която е компенсирано ЕР Юг по точка 1. е **xx xxx хил. лв.**

В резултат на описаното по-горе калкулираният фактор Z за първа ценова година е намален със сумата по точка 1. в размер на **xx xxx хил. лв.**

2. С Решение № 893/30.12.2021г. Министерски съвет одобрява Програма за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи (Операторите) за закупуване на електрическа енергия, потребена за технологични разходи. Съгласно Програмата “Същите ще бъдат подпомогнати чрез извършване на компенсация на базата на количествата активна електрическа енергия, потребена за технологични разходи върху която се начислява цена „задължение към обществото“ за посочения период (01.07.2021 г. – 31.12.2021 г.). Максималният размер на компенсацията за всеки отделен месец се определя на база количествата електрическа енергия за технологични разходи за съответния месец и стойност за всеки един MWh, изчислена като разлика между

средната месечна цена на електрическата енергия за базов товар на пазар „Ден напред“, съгласно предоставени данни от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ) и определената от КЕВР прогнозна пазарна цена, съответно от 124,85 лв./MWh за оператора на електропреносната мрежа, и 131,27 лв./MWh за операторите на електроразпределителни мрежи. В тази стойност не е включен ДДС”

За получаване на компенсацията е сключен индивидуален договор № 1 / 18.01.2022г. между Министерството на енергетиката и ЕР Юг, в който е дефиниран срокът за получаване на компенсацията до 28.февруари.2022г. В договореният срок сумата е постъпила по сметката на ЕР Юг.

Общият размер на сумата, с която е компенсирано ЕР Юг по точка 2. е xx xxx хил. лв., като при изчисление на компенсацията за месеците октомври и ноември 2021г. е приспадналата сумата, получена по т.1 по-горе.

В следващата таблица е представена калкулацията на получената компенсация по тази точка.

месец	технологичен разход, MWh	реализирани разходи за енергия от борсата, лв	средно месечна базова цена лв/ MWh ЦЕВ	разходи за енергия по базова цена , лв	компенсация, лв
юли.21	xx xxx,xxx	x xxx xxx	xxx,xx	x xxx xxx	x xxx xxx
авг.21	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	x xxx xxx	x xxx xxx
сеп.21	xx xxx,xxx	x xxx xxx	xxx,xx	x xxx xxx	x xxx xxx
окт.21	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	x xxx xxx
ное.21	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	x xxx xxx
дек.21	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
01.07-31.12.21	xxx xxx,xxx	xxx xxx xxx		xxx xxx xxx	xx xxx xxx

В резултат на описаното по-горе калкулираният фактор Z за първа ценова година е намален със сумата по точка 2. в размер на **xx xxx хил. лв.**

3. С решение на № 92/25.02.2022г. Министерски съвет одобрява изменение на Програмата, одобрена с Решение № 893/30.12.2021г. на МС и в нея е предвидено извършване на компенсация на базата на количествата активна електрическа енергия, потребена за технологични разходи, върху която се начислява цена „задължение към обществото“ за периода 01.01.2022 г. - 31.03.2022 г. За реализирането на мярката, съгласно разпоредбите на чл. 36б, ал-1 т. 4 и ал. 3 от ЗЕ е сключен от МЕ договор №7 / 23.03.2022г. с ЕР Юг и ФСЕС, в който е определено че компенсацията за периода януари – март 2022г. ще бъде изплатена до 31.май 2022г.

В таблицата по-долу е калкулирана компенсацията, която ЕР Юг следва да получи по тази точка на база на отчетни данни за Януари и Февруари и прогнозни данни за Март.2022г.

месец	технологичен разход, MWh	реализирани разходи за енергия от борсата, лв	средно месечна базова цена лв/ MWh ЦЕВ	разходи за енергия по базова цена , лв	компенсация, лв
яну.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
фев.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
мар.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
01.01-31.03.22	xxx xxx,xxx	xx xxx xxx		xx xxx xxx	xx xxx xxx

Общият размер на сумата, с която следва да бъде компенсирано ЕР Юг по точка 3. е **xx xxx хил. лв.** Сумата за отчетните месеци януари и февруари постъпи по сметките на ЕР Юг. Предстои да постъпи и сумата за месец март 2022г.

Предвид сключеният договор с МЕ и ясно дефинираните в него задължения на страните ЕР Юг, счита че има достатъчно правни основания, че компенсацията ще бъде изплатена в договорения срок по сметките на дружеството и затова калкулираният фактор Z за първа ценова година е намален със сумата по точка 3. в размер на **xx xxx хил. лв.**

Общата сума с която следва да се намали определеният размер на фактор Z за първа ценова година съгласно точка 1.-3. е **xxx xxx хил. лв.**

Важно е да се отбележи, че сумите, определени по-горе съгласно описаната методика за компенсиране приета от МС не покриват напълно направените разходи за покупка на енергия за технологични разходи и съответно финансовия дефицит за Дружеството за периода 01.07.2021 г. - 31.03.2022., определен съгласно чл.38 ал. 7 и ал.8 от Наредба 1. Това е така понеже компенсацията е до размера на средната месечна цена на електрическата енергия за базов товар на пазар „Ден напред“, а не до реалната цена, която е заплатило дружеството, което поради характера на дейността си купува и пиков товар на значително по-високи цени.

Съгласно публична информация на заседание на Министерски съвет от 23.03.2022г. в т. 5 от Дневния ред е изменена Програмата и в нея е предвидено извършване на компенсация на разходите на Операторите за закупуване на активна електрическа енергия, потребена за технологични разходи за периода 01.04.2022г. до 30.06.2022г. Плащането по Програмата съгласно разпоредбите на чл. 36б, ал-1 т. 4 и ал. 3 от ЗЕ следва да се извърши въз основа на сключени от МЕ анекси към индивидуалните договори на Операторите.

В таблицата по-долу е калкулирана прогнозната стойност на компенсацията, която ЕР Юг следва да получи за периода Април – Юни 2022г.

месец	технологичен разход, MWh	реализирани разходи за енергия от борсата, лв	средно месечна базова цена лв/ MWh ЦЕВ	разходи за енергия по базова цена , лв	компенсация, лв
апр.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
май.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
юни.22	xx xxx,xxx	xx xxx xxx	xxx,xx	xx xxx xxx	xx xxx xxx
01.04-30.06.22	xxx xxx,xxx	xx xxx xxx		xx xxx xxx	xx xxx xxx

Тъй като към момента на изготвяне на ценовото заявление на дружеството няма предприети последващи действия и няма сключен анекс към договор между Министерски съвет и ЕР Юг, въз основа на който да бъдат изплатени компенсациите, дружеството счита че няма основание да приспадне съответните суми за компенсация за периода Април – Юни 2022г., с прогнозна стойност **xx xxx хил. лв.**, от фактор Z за първа ценова година.

Ценовото решение на КЕВР за определяне на цени за втора ценова година от 01.Юли. 2022г. ще се изготвя в доста по-късен момент спрямо момента на изготвяне на ценово заявление от дружеството, при което ако описаната по-горе компенсация за периода Април – Юни 2022г. бъде получена от ЕР Юг, това ще доведе до съответно намаляване на сумата на фактор Z за първа ценова година, който следва да бъде компенсиран с ценово решение на КЕВР от 01.07.2022г. и ще се ограничи необходимостта от съществено повишаване на цените на мрежовите услуги за всички крайни потребители, в т.ч. и битовите.

В резултат на изложеното до тук е калкулиран фактор Z за първи ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер на **xx xxx хил. лв.** след приспадане на компенсациите за периода 01.07.2021 г. – 31.03.2022 г.

Направена е калкулация на параметъра Pt-2, изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2021 г. Изчисленията на Zt-1 са извършени по горната формула в резултат на която той е изчислен в размер на **(минус) -xxx хил. лв.** Приложена е Справка 9А с калкулация на параметъра Pt-2.

Общата стойност на Z фактора, с който следва да се увеличат необходимите приходи за втората година от шести регулаторен период е (плюс) +xx xxx хил. лв.

f. Разходи за балансиране

С решение Ц27- от 01.07.2021 г. на КЕВР за Първия ценови период на Шести регулаторен период се запазват признатите разходи за балансиране на технологични разходи в размер на 1.80 лв./МВтч утвърдени за Пети регулаторен период, като аргументът за това решение на КЕВР е “тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер”. От ефективното стартиране на балансиращия пазар от м. юни 2014 г. до 31.01.2020 г. “Електроразпределение Юг” ЕАД (ЕР Юг) с технологичния си разход е пряк член в специалната балансираща група на „ЕВН Електроснабдяване” ЕАД, в качеството му на Краен снабдител. От 01.02.2020 год. ЕР Юг е член на стандартната група на лицензиран търговец на електрическа енергия съгласно промените в закона за енергетиката. Промените на ПТЭЕ, по-точно отменянето на ал.4 на чл. 56б и ал. 6 на чл.56в и нова ал.5 на чл.57, които премахват възможността да се обединяват стандартни балансиращи групи с общ финансов сетълмент, доведе до увеличаването на разходите за балансиране на ЕР Юг поради намалената възможност за нетиране на небаланси преди те да се търгуват с ЕСО при равни други условия.

Анализът на размера на разходите за балансиране, които следва да бъдат включени в цените за пренос на електрическа енергия по електроразпределителната мрежа, свързани с енергията за покриване на технологичните разходи е определен при условието, че ЕР Юг с технологичния разход е пряк член на стандартна балансираща група и е на база опитът на ЕР Юг до сега.

Почасовите прогнози на енергията за покриване на технологичните разходи се изготвят на база на почасовите прогнози на товара на лицензионната територия на дружеството и прогнозния месечен процент на технологичните разходи. За прогнозиране на почасовия товар на лицензионната територия на дружеството се взимат предвид фактори като температура, почивни и работни дни, дълги празници, сезонност, исторически товар и тенденции. Върху разходите за балансиране влияят и вариращите в голям диапазон цени за недостиг и излишък, определяни от Енергийния системен оператор ЕАД (ЕСО). В таблицата по-долу са показани средните месечни почасови цени за недостиг и излишък, които определя „ЕСО“ ЕАД, както и екстремните стойности, до които са достигали:

	Цена за недостиг, лв. / МВтч			Цена за излишък, лв. / МВтч		
	Мин.	Макс.	Средна	Мин.	Макс.	Средна
1.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
2.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
3.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
4.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
5.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
6.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
7.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
8.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
9.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
10.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
11.2021	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx
12.2021	xxx.xx	x xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xx.xx	xx.xx

Анализът от дейността през периода 01.2021 – 12.2021 показва, че средно-претегленото отклонение в прогнозата на технологичния разход е x.xx%, което при почасовите цени на ЕСО за балансираща енергия има финансово изражение от x.xx лв. на реално измерен МВтч технологичен разход. Същият този разход възлиза на x.xx% от общият разход за закупуване на енергия – покупка по график плюс разход за балансиране.

	Технологичен разход		
	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
1.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
2.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
3.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
4.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
5.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
6.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
7.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
8.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
9.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
10.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
11.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
12.2021	x.xx%	-x.xx	x.xx%
Общо	x.xx%	-x.xx	x.xx%

Допълнителен фактор, влияещ върху разхода за балансиране е и цената за закупуване на ел. енергия, която последните месеци се увеличи драстично и върху която ЕР Юг няма контрол, тъй като дружеството е задължено да закупува нужната енергия за покриване на технологичните разходи изцяло чрез Българска Независима Енергийна Борса ЕАД (БНЕБ) и поради естеството на дейността си е т.н. „price-taker“ (купува цялото нужно количество енергия, без значение постигнатата клирингова цена, тъй като няма друг избор освен балансиращия пазар, който не се използва за подобни нужди). Почасовите цени за недостиг и излишък определени от ЕСО, са също обвързани с цена ден-напред на БНЕБ, чрез решения на КЕВР, определящи пределни цени за търгуване на балансираща енергия, като има предпоставки борсовите цени да задържат високите си нива от началото на 2022г.

Определянето на прогнозна пазарна цена е базирано на сетълмент цени за финансови фючърси на ЕЕХ за Унгария. Годишните и тримесечни цени за следващата ценова година са преобразувани към месечни използвайки сезонни коефициенти за аналогични продукти в Унгария и на исторически данни.

В следващата таблица са пресметнатите разходи за балансиране за следващата ценова година. При калкулацията са използвани прогнозни по-благоприятни цени за излишък и недостиг, следствие на нетиране, при общия финансов сетълмент и абсолютно отклонение от прогнозата с x,x%.

	Проекция разходи за балансиране на Технологичен разход		
	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
7.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
8.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
9.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
10.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
11.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
12.2022	x.xx%	-x,xx	x,x%
1.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
2.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
3.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
4.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
5.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
6.2023	x.xx%	-x,xx	x,x%
Общо	x.xx%	-x,xx	x,x%

Определеният с решение Ц27- от 01.07.2021 на КЕВР разход за балансиране на технологични разходи за първия ценови период на Шести регулаторен период е x.xx лв./МВтч. Както вече бе посочено по-горе при определянето му КЕВР решава да запази признатите разходи за балансиране на технологични разходи в размер на 1.80 лв./МВтч утвърдени за Пети регулаторен период, "тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер".

Промените на ПТЕЕ, по-точно отменянето на ал.4 на чл. 56б и ал. 6 на чл.56в и нова ал.5 на чл.57, които премахват възможността да се обединяват стандартни балансиращи групи с общ финансов сетълмент, доведе до увеличаването на разходите за балансиране на ЕР Юг поради намалената възможност за нетиране на небаланси преди те да се търгуват с ЕСО при равни други условия.

От друга страна изключителното нарастване на цена ден-напред на БНЕБ, с която са обвързани почасовите цени за недостиг и излишък определени от ЕСО доведе в много по-голяма степен до увеличение на разхода за балансиране както за отчетния период, така и за прогнозния период.

Този разход е присъщ за дейността и дружеството няма инструменти с които да може да влияе върху размера му.

Дружеството счита че посочените по-горе факти и обстоятелства са основателен аргумент за промяна на утвърдения разход за балансиране в лева на МВтч. и одобряване от КЕВР на реалните разходи за балансиране на технологични разходи които понася дружеството.

Предвид горе изложените основания, дружеството счита, че разходите за балансиране, следва да бъдат в размер на **x.x лв./МВтч., което е под x%** от общия разход за енергия за технологични разходи. Следва да се отбележи, че това представлява намаление на дела на разходите за балансиране в разходите за енергия за технологични разход, въпреки значителното повишение на цените, тъй като за първа ценова година одобрените разходи за балансиране са x,x% от одобрените разходи за енергия за технологични разходи.

В тази връзка разходите за балансиране за Втори ценови период от Шести регулаторен период възлизат на **х xxx хил. лв.**

г. Оборотен капитал и възвръщаемост върху оборотния капитал

Дружеството е актуализирало ценовия параметър „Необходим оборотен капитал“ като го е калкулирало в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, а именно оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. При калкулиране на оборотния капитал са включени и разходите на дружеството за покриване на технологичните разходи, определени като корекция с фактор Z в т.д, тъй като те представляват оборотни средства, които не са били предвидени в ценово решение Ц-27/01.07.2021г. и съответно дружеството не е получило възвръщаемост върху тях. В резултат на прилагане на записаната формула и изчислените корекции на ценовите параметри, описани по-горе (от „а“ до „f“), необходимият оборотен капитал за втората година от Шести регулаторен период възлиза на **хх xxx хил. лв.**

h. Необходими годишни приходи за Втори ценови период от Шести регулаторен период

На база на извършените корекции на ценовите параметри, описани по-горе, са изчислени необходимите приходи за Втори ценови период от Шести регулаторен период, влизащ в сила от 01.07.2022 до 30.06.2023 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		Ц-27 от 01.07.2021	Втори ценови период
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	xx xxx	xx xxx
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	xx xxx	xx xxx
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	х,хх%	х,хх%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5), хил. лв.	xx xxx	xx xxx
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- х xxx	xx xxx
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	xxx	-х xxx
9	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	-	х xxx
10	Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9), хил.лв.	xxx xxx	xxx xxx
11	Количество електрическа енергия за разпределение, МВтч.	х xxx xxx	х xxx xxx

VI. Цени:

Видно от приложената таблица по-горе необходимите годишни приходи за Втори ценови период от Шести регулаторен период са калкулирани на обща стойност **xxx xxx хил. лв.**

1. Цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти:

Необходими приходи от цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти трябва да покрият постоянните разходи предизвикани от небитови клиенти. При определяне на цената за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти Дружеството се базира на определените от КЕВР необходими приходи от цена за достъп на небитови клиенти за Първи ценови период от Шести регулаторен период. В тази връзка необходимите приходи от цена достъп до разпределителната мрежа за Втори ценови период са калкулирани като определените необходими приходи от цена достъп до разпределителната мрежа за Първи ценови период са актуализирани с инфлационния индекс за предходен период по данни на НСИ. По този начин се запазва структурата на необходимите приходи от цена достъп за небитови клиенти. Съгласно описания подход за Втори ценови период от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена достъп на небитови клиенти в размер на **xx xxx хил.лв.**

Цената за достъп на небитови клиенти се изчислява в лв. на кВт на ден по следната формула:

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{НПдост. (неб.к)} / \text{M(неб.к)} / 365 \text{ дни}$$

където:

Цдост.(неб.к) – цена за достъп на небитови клиенти, лв./кВт/ден

НПдост. (неб.к) – необходими приходи за услугата достъп на небитови клиенти, лв.

M(неб.к) – договорена мощност за ценовия период, кВт

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{xx xxx хил.лв} / \text{x xxx xxx кВт.} / 365 \text{ дни}$$

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{x,xxxxx лв./кВт./ден}$$

2. Цена за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти:

Към настоящия момент цената за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти се определя на база консумирана електроенергия.

Дружеството счита, че този подход не отразява справедливо логиката за покриване на постоянните разходи с одобрени необходими приходи. Постоянните разходи на дружеството не зависят от консумираната електроенергия и в тази връзка следва цената която клиентите заплащат за покриване на тези разходи да не бъде определяна на база консумирана електрическа енергия. При прилагане на справедлив подход дружеството следва да събира приходите от цена достъп на равни месечни вноски независимо от консумацията на електроенергия за конкретен месец.

Регулатора вече е възприел този подход при небитовите клиенти като от 01.7.2011 г. определя цената за достъп на база предоставена мощност.

Цена достъп за битови клиенти на база мощност, както и други тарифни компоненти обвързани с мощността предоставена на крайния клиент или фиксирана компонента от стойността на мрежовата услуга (т.нар. Fixed

charge or contracted capacity charges), са широко разпространени в страните от Европейския Съюз (ЕС). В 18 страни-членки са докладвани мрежови тарифи, които съдържат фиксирани компоненти включително цена достъп за битови клиенти на база мощност, в 11 от тези страни въпросните фиксирани компоненти определят между 30% и над 80% от общата стойност на цената за достъп до електроразпределителната мрежа за крайни клиенти, включително битови такива.

Преходът от цена достъп, базирана единствено на количествата потребена енергия, към цена достъп с фиксирани компоненти, е разпознат като ефективен инструмент за реализиране на необходимата промяна на тарифните структури и регулаторните модели с оглед все по-комплексните очаквания на крайните клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи в резултат на увеличението на разпределеното производство на възобновяема енергия, електромобилността и дигитализацията на енергийните услуги, предоставяни на бита. Това е и сред препоръките на European Distribution System Operators for Smart Grids (EDSO for smart grids) в доклада им с насоки към националните регулаторни комисии за адаптиране на мрежовите тарифи на операторите на електроразпределителни мрежи, с оглед бъдещата децентрализация на енергийната система. Възстановяването на разходите и осигуряването на възвращаемост на направените инвестиции за поддръжката и модернизацията на електроразпределителната мрежа, както и гарантирането на стабилността и при висок процент на ВЕИ мощности, единствено чрез цена достъп на база пренесена енергия е в конфликт с един от основополагащите принципи на европейското законодателство в сферата на енергетиката и климата – постигане на оптимални нива на енергийна ефективност (energy efficiency first) и ограничаване на консумираната електроенергия. Според доклад на Съвета на европейските енергийни регулатори (CEER), чийто член е и КЕВР, наличието на фиксирана компонента в мрежовите цени се счита за работещ подход при осигуряването на прозрачен, предвидим и стабилен тарифен режим, гарантиращ пропорционалното и недискриминационно разпределение на разходите по поддръжката на мрежата, както за крайните клиенти, така и за операторите на разпределителни електрически мрежи.

Няколко конкретни примера :

- Австрия - при предоставена мощност от над 36А, клиентите заплащат стойност равна на предоставената мощност умножена по фиксирана такса, както и фиксирана такса за измерване и фактуриране за всеки пренесен kWh. При свързани мощности под 36А (всички битови клиенти) се дължи фиксирана такса мощност обикновено в размер на 30 €/годишно и фиксирана такса за измерване. Допълнително към това всички битови клиенти заплащат две такси на база пренесена енергия – ползване на електроразпределителната мрежа и технологичен разход;
 - Испания и Италия - мрежовите тарифи за битови клиенти се състоят от три компоненти: такса точка на присъединяване, такса предоставена мощност, и прогресивно увеличаваща се такса за kWh пренесена енергия;
 - Холандия - мрежовите тарифи за битови клиенти се определят изцяло от присъединената мощност без компонента, определена от пренесената енергия;
 - Великобритания - мрежовите тарифи за битови клиенти се определят от фиксирана мрежова компонента (плоска такса) и компонента, определена от присъединената мощност на клиента;
 - Франция - разходите, предизвикани от крайния клиент за поддръжката на електроразпределителната мрежа са изчислени като отношението между пренесената енергия и присъединената мощност.
- С ценово заявление от 31.03.2020 г. за трети ценови период от V Регулаторен период Дружеството предложи цена достъп на битови клиенти да бъде калкулирана като постоянна компонента на база предоставена мощност следвайки подхода при бизнес клиентите.

Видно от ценово решение Ц-29.01.07.2020, Регулатора не възприе предложението от дружеството със следния аргумент:

„Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. Към настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Такава съществена промяна би могла да се извърши в началото на нов регулаторен период.“

При подаване на ценово заявление в началото на новия Шести регулаторен период, следвайки препоръките на Регулатора дружеството предложи да се въведе цена за достъп на битови клиенти изчислена на база предоставена мощност от 01.07.2021г. В ценово решение Ц-27/01.07.2021 КЕВР не прие предложението на дружеството.

Въпреки, че не беше въведена цена достъп на битови клиенти, изчислена на база предоставена мощност с ценово решение Ц-29/01.07.2020, както и с ценово решение Ц-27/01.07.2021, дружеството предприе редица мерки с които да подпомогне по-плавния преход към новия подход:

От м. март 2020 г. се въведе информационен ред във фактурата за всеки битов клиент с информация за предоставената мощност, която ползва и която ще бъде база за изчисляване на цена достъп по новия подход.

*** Крайната цена на електрическата енергия включва:**

Цена на електрическата енергия за дневна тарифа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.13333
Цена на електрическата енергия за нощна тарифа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.05331
Акциз	23.03.2020 - 22.04.2020	0.00000
Пренос през електроразпределителната мрежа НН	23.03.2020 - 22.04.2020	0.03576
Достъп до електроразпределителната мрежа НН	23.03.2020 - 22.04.2020	0.00599
Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.01024

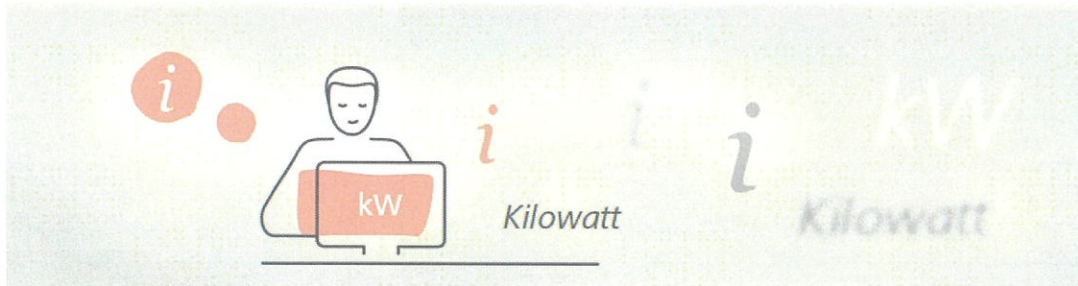
Предоставена мощност за обекта - 6.000 кВт

*** Цените на електрическата енергия, задължения към обществото и мрежовите услуги са определени с Решение № Ц-19/01.07.2019 г. на КЕВР.**

В крайните цени на електрическата енергия е включена и цената за задължения към обществото.

Данъчна основа на доставката	74.21
Размер на данъка / Данъчна ставка ДДС 20%	14.84
Обща стойност на фактурата в лева	89.05

От м. март 2020 се осигури възможност за проверка на предоставената мощност на битовите клиенти на интернет страницата на компанията



Проверка на предоставена електрическа мощност

Всеки обект, присъединен към електроразпределителната мрежа, използва определена предоставена мощност. Това е капацитет от мрежата, който е постоянно ангажиран от клиента за съответния обект и не зависи от консумацията на електроенергия.

Мощността се обозначава с kW (киловат) и се различава от консумацията на електроенергия, която се обозначава с kWh (киловатчас).

Вие можете да проверите каква е предоставената мощност за Вашия обект, като въведете седемцифрения номер на измервателната точка (ИТН) на обекта в полето по-долу. Необходимо е и въвеждане на показния генериран код с цел сигурност на системата. Информация за мощност можете да намерите и във Вашата фактура.

Въведете ИТН (7 цифри):

Въвели сте твърде малко или твърде много цифри. Моля въведете 7 (седем) цифри за ИТН

Какво е ИТН?

Въведете показния код:

УНКСВНН

Какъв е този код?

Провери

В резултат на описания анализ Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се калкулира по същият начин както цената за достъп на небитови клиенти.

Тъй като постоянните разходи на дружеството не зависят от това дали клиента е битов или небитов, дружеството предлага за втори ценови период на шести регулаторен период цената за достъп на битови клиенти да бъде еднаква с цената за достъп на небитови клиенти и да бъде определена на база предоставена мощност.

При определяне на цената за достъп на битовите клиенти дружеството се е водило от следните основни принципи:

- Запазване на общите необходими приходи – дружеството няма да получи по-високи приходи в резултат на въвеждане на цена достъп за битови клиенти на база предоставена мощност
- Цената се определя в Лв./кВт/Ден
- Цената за достъп за битови клиенти = цена за достъп на небитови клиенти

В тази връзка дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти за Втори ценови период да бъде **х,xxxxхх** лв./кВт./ден.

Дружеството е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация. В резултат на това общата мощност за битови клиенти е калкулирана на обща стойност **х xxx xxx кВт.**

Съгласно описания подход за Втори ценови период от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена достъп на битови клиенти в размер на **xx xxx хил. лв.**

3. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение :

Необходимите приходи за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение за Втори ценови период са калкулирани на база дела на определените необходими приходи от цена пренос на средно напрежение за Първи ценови период в общите необходимите приходи за Първи ценови период.

Съгласно описания подход за Втори ценови период от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение в размер на **xx xxx хил.лв.**

Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение се изчислява по следната формула

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{НПр. (Ср.Н)} / \text{Е пр. (Ср.Н)}$$

където:

Цр.(Ср.Н) – цена за разпределение на средно напрежение, лв./кВтч.

НП р. (Ср.Н) – необходими приходи за дейността разпределение на електрическа енергия по електрическата мрежа средно напрежение, лв.

Епр. (Ср.Н) – прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на средно напрежение кВтч.

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{xx xxx хил.лв.} / \text{x xxx xxx кВтч}$$

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{x,xxxxx лв./кВтч}$$

4. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение:

Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение се изчислява по следната формула:

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{НПр. (Н.Н)} / \text{Е пр. (Н.Н)}$$

където:

Цр.(Н.Н) – цена за разпределение на ниско напрежение, лв./кВтч.

НП р. (Н.Н) – необходими приходи за дейността разпределение на електрическа енергия по електрическата мрежа ниско напрежение, лв.

Епр. (Н.Н) – прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на ниско напрежение кВтч.

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{xxx xxx хил.лв.} / \text{x xxx xxx кВтч}$$

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{x,xxxxx лв./кВтч}$$

VII. Приложения справки, които включват информация свързана с основните ценообразуващи елементи:

1. Справка №1 - Одобрени параметри за Шести регулаторен период и прогнозиран корекции за Втори ценови период;
2. Справка №2D - Инвестиционна програма за Шести регулаторен период и изпълнение за 2021г;
3. Справка чл.38-4-3 - Корекция по чл. 38 ал.4 т.3 от НРЦЕЕ във втора ценова година от VI регулаторен период
4. Справка №4А - Разходи за амортизации на инвестиции
5. Справка №9 и Справка №9А за калкулация на Фактора Z.

За „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД

Здравко Братоев
Заместник председател на СД



Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 1
Електроразпределение Юг ЕАД

Одобрени параметри за Шести регулаторен период Решение С27/01.07.2021 и прогнозиран корекции за втори ценови период

хил.лв.				
№	ПОКАЗАТЕЛИ	Базисна година 2021	Прогнозиран корекции	Прогнозни приходи
1	2	3	4	5
	Оперативни приходи (от дейността)			
1	Приходи от дейността	xxx xxx		xxx xxx
2	Други приходи			
	Общо оперативни приходи (от дейността)			
	Оперативни разходи			
	Експлоатация и поддръжка			
1	Закупуена енергия за технологични разходи в т.ч. разходи за балансиране	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
2	Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	xxx xxx	x xxx	xxx xxx
3	Административни и с общо предназначение	x xxx	xxx	x xxx
	Общо експлоатация и поддръжка	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
1	Разходи за амортизации	xx xxx	x	xx xxx
2	Разходи за амортизации на инвестиции	x xxx	x	x xxx
3	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-xx xxx	x	-xx xxx
	Общо оперативни разходи (за дейността)	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
	Регулаторна база			
1	Призната балансова стойност на активите	xxx xxx	x	xxx xxx
2	Среден номинален размер на инвестициите	xxx xxx	x	xxx xxx
3	Необходим оборотен капитал	xx xxx	xx xxx	xx xxx
4	Балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин (придобити чрез финансиране/ присъединявания)	xxx xxx	x	xxx xxx
	Общо компоненти на регулаторната база	xxx xxx	xx xxx	xxx xxx
	Норма на възвръщаемост на капитала (%)	x,xx%		x,xx%
	Възвръщаемост на регулаторната база	xx xxx	x xxx	xx xxx
	Корекции			
1	Корекция по чл.38, ал. 7 от НРЦЕЕ	-x xxx	xx xxx	xx xxx
2	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	xxx	-x xxx	-x xxx

Забележка: В колона 3 и колона 5 се попълват само приходи/разходи свързани с регулирана дейност

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор



Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2Д
"Електроразпределение Юг" ЕАД

Инвестиционна програма за шести регулаторен период
и очакван ефект върху целевите показатели за качество на услугата и енергията

№	АКТИВИ	Инвестиционен План				Изпълнение
		2021	2022	2023	Общо	2021
1	2	3	4	5	6	7
1	Материални активи					
2	Земя	x	x	x	x	xx
3	Сгради	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
4	Подстанции	x xxx	xxx	x	x xxx	x xxx
4.1.	Трансформатори	xxx			xxx	xxx
4.2.	Оборудване	x xxx	xxx	x	x xxx	x xxx
5	Трафопостове	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
5.1.	Трансформатори	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
5.2.	Оборудване	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
6	Въздушни електропроводи	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.	x	x	x	x	x
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
6.3.	Въздушни електропроводи Н.Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
7	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.	x xxx	xxx	x	x xxx	xxx
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
8	Измервателни уреди	x xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx
9	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx
10	- Компютърни системи	x xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx
11	Транспортни средства	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
12	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx
13	Други	xxx	xxx	xxx	x xxx	xxx
	Общо материални активи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
14	Нематериални активи				x	x
15	Компютърен софтуер	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
16	Други нематериални активи	xx xxx	x xxx	xxx	xx xxx	xxx
17	Общо нематериални активи	xx xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
18	Общо материални и нематериални активи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
19	Активи придобити чрез финансиране/присъединявания	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx

№	Цели	2021	2022	2023	Общо	Разходи 2021
1	Развитие и подобряване на мрежата, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Повишаване сигурността на доставките, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 и др.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Намаление на технологичните разходи, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
4	Законови задължения, в т. ч.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
4.1.	Изкупуване на енергийни обекти и съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ, включват се активи под № 2-8 включително.	xxx	xxx	xxx	x xxx	xxx
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ, включват се активи под № 2-8 включително.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
4.3.	Задължения към обществото, включващи обезпечаване сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата енергия, опазване на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
	Общо	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx

*Забележка: Не се включват активи, които попадат в обхвата на чл. 14, ал. 3 от Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

Изготвил:
Емил Панков
Отдел Контролинг Мрежа

Велко Куршумов
Финансов директор



Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Електроразпределение Юг ЕАД
Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ

		хил.лв.		
		2021 (И ₁)	2022 (И ₂)	2023 (И ₃)
		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	xx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Нетна амортизация на инвестициите, Ал, хил. лв.	x xxx	x xxx	x xxx
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	xx xxx	xx xxx	xx xxx
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I = (2,5 \cdot I_1 + 1,5 \cdot I_2 + 0,5 \cdot I_3) / 3$	xx xxx		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., хил. лв.	xxx xxx		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 \cdot A_1 + 1,5 \cdot A_2 + 0,5 \cdot A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	x xxx		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., хил. лв.	x xxx		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ във II Ценови период на VI Регулаторен период, хил. лв.	-x xxx		

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор



Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 4А
Електроразпределение Юг ЕАД
Разходи за амортизации

ХИЛ.ЛВ.

№	АКТИВИ	Амортизация на инвестициите			Средна стойност на разходите за амортизации за инвестиции
		2021 отчет	2022 план	2023 план	
1	2	3	4	5	6
I	Материални активи				
1	Земя				x
2	Сгради	xxx	xxx	xxx	xxx
3	Въздушни електропроводи	xxx	xxx	xxx	xxx
4	Подстанции	xxx	xx	x	xxx
5	Кабелни електропроводи	xxx	xxx	xxxx	xxxx
6	Трансформатори	xxx	xxx	xxx	xxx
7	Измервателни уреди	xxx	xxxx	xxxx	xxxx
8	Офис оборудване в т.ч. - Компютърни системи	xxx	xxx	xxx	xxx
9	Транспортни средства	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
10	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	xxx
11	Други	xx	xxx	xx	xxx
	Амортизация на материални активи	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
II	Нематериални активи				
1	Компютърен софтуер	xxx	xxx	xxx	xxx
2	Други нематериални активи	xx	xxx	x	xxx
	Амортизация на нематериални активи	xxx	xxx	xxx	xxx
	Общо Амортизация	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
III	Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx

Изготвил:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

Велко Куршумов
Финансов директор

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД



Справка № 9
"ЭЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД

[illegible][illegible]

Показатели	ОБЩО / Total		
	Юли,2021 г. - Юни,2022		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kWh/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	xx xxx,x
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xxx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Собствени нужди	x xxx		
II. Технологични разходи	xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Закупена от ден напред	xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
III. Технологични разходи %		x,xx%	
Мрежови компоненти		x,xxxxx	x xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	x xxx
Разходи за балансиране		x,xxxxx	xxx
Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-29/01.07.2020		x,xxxxx	xx xxx
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-29/01.07.2020 г. (Цтр.)		x,xxxxx	
Постигната среднопретеглена пазарна цена		x,xxxxx	xxx xxx
+/- 5%		x,xxxxx	xx xxx
Цтр1		x,xxxxx	

Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-27/01.07.2021, лв./MWh	xxx,xx
Постигната среднопретеглена пазарна цена, лв./MWh	xxx,xx
Прогнозна пазарна цена, утв. с РешениеЦ-27/01.07.2021 г. (Цтр.)	xxx,xx
Постигната пазарна цена (реална), лв./MWh	xxx,xx
Цтр.1 – цена, изчисл. по чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	xxx,xx
Постигната пазарна цена изч. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, лв./MWh	xxx,xx
Количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, отчет в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи, в хил. лв.	xxx xxx
Марж, в хил. лв.	xx xxx
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, утвърдени в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи, в хил. лв.	xxx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Z фактор за периода юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	xxx xxx
Компенсация Юли 2021 - март 2022, в хил. лв.	xxx xxx
Z t-1 за периода юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	xx xxx
P t-2 за периода юли 2020 - юни 2021, в хил. лв.	-xxx
Total Z фактор за периода юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	xx xxx

Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трейдър

Велко Куршумов
Финансов директор



Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

[illegible]

Показатели	ОБЩО		
	Юли.2020г. - Юни.2021г.		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kWh/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	xx xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xxx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Собствени нужди	x xxx		
II. Технологични разходи	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Закупена от ден напред	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
III. Технологични разходи %		x,xx%	
Мрежови компоненти		x,xxxxx	x xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xx xxx
Разходи за балансиране		x,xxxxx	xxx
Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-29/01.07.2020		x,xxxxx	xx xxx
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-29/01.07.2020 г. (Цтр.)		x,xxxxx	
Постигната среднопретеглена пазарна цена		x,xxxxx	xx xxx
+/- 5%		x,xxxxx	xx xxx
Цтр1		x,xxxxx	

Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-29/01.07.2020	xx,xx
Постигната среднопретеглена пазарна цена	xxx,xx
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-29/01.07.2020 г. (Цтр.)	xxx,xx
Постигната пазарна цена (реална)	xxx,xx
Цтр.1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ	xxx,xx
Постигната пазарна цена изчисл. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ	xxx,xx

Количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, отчет в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xxx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, утвърдени в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Z фактор	-x xxx

Z фактор за периода юли 2020 - юни 2021, в хил. лв.	-x xxx
Корекция съгласно Ц-27/01.07.2021, в хил. лв.	-x xxx
P t-2 за периода юли 2020 - юни 2021, в хил. лв.	-xxx

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор



Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Приложение 2.2.

Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори

2. Постигнати показатели за качество на услугите за 2021 г.:

№	Наименование на показателя	Измерител на показателя	Период 01.01. – 31.12.2021 г.
1.	Време за получаване на обоснован отговор на жалба, молба, оплакване на писмено запитване от потребител	Среден брой дни за проверка с цел изготвяне на аргументиран писмен отговор.	x
2.	Време за проверка на СТИ по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	x
3.	Време за подмяна на СТИ	Средно време за подмяна на СТИ	x
4.	Време за коригиране на грешка от отчитане на СТИ	Средно време за извършване на проверката	x
5.	Време за проверка за отклонение в качеството на доставяната ел. енергия по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	x
6.	Време, необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	xx

Изготвил: инж. Стефан Костов, отдел „Връзка с клиенти“

Подписи: