**Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа**

**на „Електроразпределение Юг” ЕАД**

**за седми регулаторен период,**

**първа ценова година**

# Основание за изготвяне

Настоящото заявление е изготвено в съответствие със Закона за енергетиката, Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба 1) и Минимални изисквания на КЕВР приети с протоколно решение 41/07.03.2018 към заявлението за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година от пети регулаторен период (Изискванията), поради факта че за седми регулаторен период няма издадени нови.

# Цел

Основна цел на това заявление е да обоснове предложените от дружеството цени на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа за периода 01.07.2024 - 30.06.2025 г.

# Метод на регулиране

Съгласно Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия и Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на цени, дружеството е приложело метода "горна граница на приходи" и продължителност на регулаторният период 3 години. При този метод Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от Наредба № 1.

Съгласно чл.10 от Наредбата, необходимите годишни приходи за дейност разпределение трябва да включват признатите от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

НП = Р + (РБА \* НВ),

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р - годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА - призната от комисията регулаторна база на активите;

НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

# Структура на заявлението

## Предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население

## Основни стъпки за калкулиране на цени на услугите достъп до и пренос през разпределителната мрежа

## Детайлна обосновка на всички ценообразуващи параметри

## Калкулация на цени

## Приложения:

### Приложение А – Таблици от 1-10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени

### Приложение Б – Обосновка на инвестиционна програма за седми регулаторен период

# Предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население

Към настоящия момент цената за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти се определя на база количество доставена електрическа енергия.

Както последователно поддържаме в продължение вече на 4 години (за първи път такова предложение сме направили през 2020) в ежегодните процедури по утвърждаване на цените за достъп до и пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи, според нас този подход не отразява справедливо логиката за покриване на постоянните разходи с одобрени необходими приходи.

Това е така, тъй като по силата на разпоредбата на чл. 89 от Закона за енергетиката, ние – като оператора на електроразпределителната мрежа сме длъжни да осигуряваме разпределение на електрическата енергия, постъпваща в електроразпределителната мрежа; непрекъснатост на електроснабдяването и качество на доставяната електрическа енергия; управление на разпределителната мрежа и т.н., т.е. отговаряме за управлението, поддръжката и развитието на мрежата на нашата лицензионна територия, с цел да се осигури дългосрочния ѝ капацитет.

За предоставянето на тази услуга на ползвателите на мрежата, както и за гарантиране нормалната, сигурна и ефективна работа на съответната мрежа, мрежовите оператори следва да извършват допълнителни разходи по поддръжка на мрежата, така че във всеки един момент мрежата да е в състояние да бъде използвана по предназначение, а именно чрез нея на съответния ползвателят да може да бъде доставена електрическа енергия.

Тези разходи от своя страна не зависят от количеството доставена електрическа енергия на съответния клиент и логично и цената която клиентите заплащат за покриване на тези разходи не следва да бъде определяна на база количеството електрическа енергия, което им е било доставено от съответния доставчик.

Това е видно също така и от разпоредбите на чл. 109, ал. 1, т. 1 и чл. 113, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката, според които услугата „достъп” се изразява в задължението на съответния оператор на мрежата, да предостави равнопоставен достъп до мрежата си на клиентите, срещу заплащане на съответната цена за достъп от ползвателя на мрежата.

При настоящото положение обаче, въпреки че всички ползватели на мрежата ползват услугата „достъп“, поради факта, че цената за тази услуга зависи от количеството доставена на всеки клиент електрическа енергия, групата клиенти, които консумират електрическа енергия в своите обекти на практика поемат и разходите, които групата клиенти с нулева консумация, което освен, че е очевидно несправедливо е в нарушение на забраната за дискриминация при утвърждаване на цените, които подлежат на регулиране (чл. 31, т. 1 от Закона за енергетиката).

По-справедлив е подходът, който предлагаме ние, а именно цената за достъп да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия в даден обект, а да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата за всеки техен обект, присъединен към електроразпределителната мрежа с отделно измерване на доставяната в него електрическа енергия (§ 1, т. 10 от Допълнителната разпоредба на Правилата за търговия с електрическа енергия).

Възможните подходи са определяне на фиксирана цена за достъп, дължима на месечна или годишна база (във втория случай е възможно тя да се раздели на равни месечни вноски), която цена да се заплаща от ползвателите на мрежата за всеки техен обект (така както е описано в предходния абзац).

Вярно е, че предлагания от нас подход не взема предвид предоставената мощност, но той отчита факта, че нито ние, нито другите оператори на електроразпределителни мрежи разполагат с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност на всеки отделен обект на битов клиент.

Ето защо нашето предложение може да се разглежда като първи етап на въвеждане на фиксирана цена за достъп, което да стане на сравнително опростени критерии, а след като се събере нужната информация – да се премине към критерий, който би отразявал по-точно разходите, който всеки клиент предизвиква.

Много е важно да се отбележи, че с промяната на подхода – от „динамична“ към фиксирана цена за достъп, ние не претендираме за по-високи разходи, който да бъдат компенсирани от тази цена, а само и единствено за по-справедливо разпределение на тези разходи между битовите клиенти и за слагане на край на не особено честното положение, което наблюдаваме в момента, а именно една част от клиентите (консумиращите) да плащат за разходите, които предизвика друга част (тези, в чиито обекти не се консумира електрическа енергия).

Както е добре известно фиксираната цена достъп за битови клиенти или друга фиксирана компонента от стойността на мрежовата услуга (т.нар. *fixed charges*), са по-скоро правило, отколкото изключение в държавите от Европейския Съюз (ЕС) - повечето държави членки са докладвани мрежови тарифи, които съдържат фиксирани компоненти включително цена достъп за битови клиенти.

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 възобновяема енергия, 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.

Като конкретни примери:

**Австрия** – всички битови клиенти заплащат 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;

**Франция** - разходите, предизвикани от крайния клиент за поддръжката на електроразпределителната мрежа са изчислени като отношението между пренесената енергия и присъединената мощност.

**Великобритания** (въпреки че вече не е член на ЕС) - мрежовите тарифи за битови клиенти се определят от фиксирана мрежова компонента (плоска такса) и компонента, определена от присъединената мощност на клиента;

Подобен като предлагания от нас подход е възприет в съседната Република Северна Македония, където секторният регулатор – *Регулаторна комисија за енергетика и водни услуги на Република Северна Македонија* (РКЕ), считано от 01.01.2024 също въвежда фиксирана такса за достъп до електроразпределителната мрежа 200 македонски денара (около 6,36 лева) месечно. Причината за възприемане на този подход по думите на председателя на РКЕ – Марко Бислимоски е именно въвеждане на по-справедлив начин за разпределение на разходите, за да се избегне ситуацията, в която клиентите, които имат редовна консумация, да поемат и разходите на клиентите без консумация.

Както отбелязахме по-горе за първи път предложихме фиксирана цена за достъп до електроразпределителната мрежа с ценово ни заявление от 31.3.2020 за третия ценови период от пети регулаторен период. Това предложение не беше възприето от КЕВР, а аргументите, изложени за това в Решение Ц-29/01.7.2020 са, че това никога не било правено до момента за битовите клиенти и такава съществена промяна би могла да се извърши в началото на нов регулаторен период.

След постановяването на Решение Ц-29/01.7.2020, през 2021 – приключи пети регулаторен период и започна шести, но въпреки казаното в нея, промяна в подхода за съжаление нямаше и през настоящия регулаторен период, въпреки че всяка година подновявахме искането си.

Тъй като в момента сме изправени не само пред края на шести регулаторен период и началото на седми, но и пред една от най-значимите промени на пазара на електрическа енергия – пълната либерализация за битовите клиенти, считаме, че е дошъл моментът за тази промяна, която ще осигури справедливост и прозрачност в ценообразуването, акцентирайки върху ангажираността към честност и откритост при определяне на регулираните цени в сектор Електроенергетика.

# Основни стъпки за калкулиране на цени на услугите достъп до и пренос през разпределителната мрежа

Стъпка 1: Анализ на консумацията на електрическа енергия и ангажирания капацитет на мрежата през базисната година и изготвяне на реалистична прогноза за потреблението и ангажирания мрежови капацитет по видове клиенти през ценовия период. Анализ на точките на потребление на електрическа енергия от битови клиенти.

Стъпка 2: Калкулация на технологичните разходи в МВтч. на база на методика разработена в ЕР Юг за оценка на техническите загуби във отделните елементи на електроразпределителната мрежа (съоръжения за трансформация ВН/СрН, пренос на СрН, трансформация СрН/НН и пренос на НН) и технологичен разход от непълно и неточно отчитане на консумацията поради неконстатирани неправомерни манипулации на измервателните групи от клиенти.

Стъпка 3: Изготвяне на справки за базисната година (календарна 2023 г.) по ценообразуващи параметри, чрез извличане на данни от ERP системата SAP в която е имплементирана отделна счетоводна отчетност за целите на регулиране съгласно чл.4 от Наредба 1 и изискванията на ЗЕ.

Стъпка 4: Анализ на макроикономическите параметри за страната и тяхното влияние върху прогнозните стойности на ценообразуващите параметри

Стъпка 5: Определяне на WACC за дружеството на база на приложен подход от Регулатора за Шести регулаторен период и следвайки указанията на Регулатора посочени в Минималните изисквания за целева структура на капитала. Взети са предвид и предложенията за промени в Наредба 1.

Стъпка 6: Калкулации и симулации на ценообразуващите параметри за прогнозната година

Стъпка 7: Калкулация на цени за достъп до и пренос през разпределителната мрежа, въз основа на резултатите получени за ценообразуващите параметри и следвайки принципа за покриване на постоянните и променливи разходи от тарифите

### Цена за достъп бизнес съгласно приетия подход в действащия регулаторен период

### Цена за достъп население съгласно предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население посочена в т. V.

### Цени за пренос през разпределителната мрежа средно и ниско напрежение съгласно действащата структура на услугите за пренос

# Ценообразуващи параметри

Параметрите за ценообразуване са калкулирани в съответствие с Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени при следните допускания:

### Продължителност на Седми регулаторен период от 3 г.

### Калкулираните цени да осигуряват:

- Спазване на принципа за разходно-ориентирани цени и принципа за покриване на постоянните и променливи разходи от потребителите на съответните услуги, които ги предизвикват. Да бъде осигурено покриване на постоянните разходи от компонентата за достъп, а променливите разходи от компонентата за пренос средно и ниско напрежение.

- Възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността

- Икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала

- Избягване на кръстосано субсидиране между отделните групи клиенти

## Прогнозно количество ел. енергия за разпределение по видове клиенти. Прогнозна договорена / предоставена мощност за небитови клиенти. Прогнозен брой на точки на потребление за битови клиенти

### **Прогнозно количество ел. енергия за разпределение по видове клиенти**

Прогнозното потребление на ел. енергия е калкулирано при отчитане на следните основни фактори: Икономическата ситуация в страната и темповете на икономически растеж, отразяващи се в по-голяма степен на потреблението в бизнес-сектора при големите стопански клиенти основно Ср.Н и по–слабо – върху потреблението на домакинствата и малките стопански клиенти НН. Последните 2 години съществено влияние върху потреблението особено на небитовите клиенти указва присъединяването на фотоволтаични централи за собствени нужди.

Анализът за последните 5 г. показва, че потреблението при битовите клиенти в краткосрочен план се влияе най-чувствително от промените в метеорологичните условия, като изменението на средната месечна температура влияе обратно пропорционално през зимните месеци поради използването на ел. енергия за отопление и право пропорционално през летните месеци във връзка с повишената консумация с цел охлаждане.

В тази връзка, прогнозата на потреблението за небитови и битови клиенти НН е калкулирана при стандартни за географските ширини климатични условия, базиращи се на статистическа информация за последните 10 г.

През последните година има ръст на потреблението на битовите клиенти и спад при небитовите. Видно от графиката по долу прогнозното потребление следва тази тенденция.

Спадът на потреблението при бизнес клиентите се дължи на масовото строителство на фотоволтаични централи. На долната графика се вижда информацията за мощностите на ФтЕЦ за собствени нужди съгласно промените в ЗЕВИ чл.25а, при които строителството е само при уведомителен режим.

Общата присъединена мощност на централите, изградени съгласно чл. 25а след промените в ЗЕВИ е xxx MW за собствена консумация, което намаля количеството разпределена енергия с над xxx xxx MWh годишно (x% от стопанското потребление).

Това са ФтЕц изцяло за собствено потребление, като освен тях масово се присъединяват и централи за собствено потребление с отдаване в мрежата на Дружеството, което води също до намаляване на разпределената енергия.

Друг фактор, отчетен при изготвянето на прогнозата е енергийната ефективност, която през последните години оказва все по-значително влияние на консумацията на електрическа енергия.

Прогнозната консумация за първата година от седми регулаторен период е представена в Таблица 3 въз основа на следните основни допускания по групи потребители:

* Група 1 – Директни стопански клиенти Ср.Н – очаква се спад от x,x % на консумацията спрямо базисната година, който се дължи нa наложеното в последните години „прехвърляне“ на директно присъединени клиенти на средно напрежение на ЕР ЮГ като „присъединени към преносна мрежа“ на ЕСО.
* Група 2 – Индиректни стопански клиенти Ср.Н - очаква се спад от x,x % на консумацията спрямо базисната година, който се дължи основно ФтЕЦ за собствени нужди, въпреки присъединяването на нови обекти.
* Група 3 – Небитови клиенти НН – очаква се спад в потреблението спрямо базисната година с x,x %, което се дължи също на ФтЕЦ за собствени нужди
* Група 4 – Битови клиенти НН – очаква се ръст в потреблението спрямо базисната година с x,x %, което се дължи основно на нови жилища и преминаването от друг вид отопление към електричество.

Предвид гореизложеното, за прогнозната година е заложено дружеството да разпредели електрическа енергия до всички потребители на лицензионната си територия в размер на **x xxx xxx МВтч**., което представлява намаление с x,x % спрямо базисната година.

### **Прогнозна стойност на договорена / предоставена мощност за небитови клиенти**

Прогнозната стойност на договорената предоставена мощност за първата година от седми регулаторен период е представена в Таблица 10 въз основа на следните основни мотиви по групи потребители:

* Небитови клиенти СрН преки - без промяна
* Небитови клиенти СрН непреки - очаква се увеличение от 1 % на предоставената мощност спрямо базисната година, което се дължи на въвеждане в експлоатация на нови мощности на потребители на средно напрежение в индустриалните зони на територията на дружеството
* Небитови клиенти НН - очаква се увеличение от 1 % на предоставената мощност спрямо базисната година от нови обекти

Предвид гореизложеното общата прогнозна стойност на договорената предоставена мощност за първата година от седми регулаторен период е **x xxx xxx kВт** за небитови клиенти.

### **Прогнозен брой на точки на потребление за битови клиенти**

Дружеството е направило анализ на точките на потребление на електрическа енергия от битови клиенти през базисната година. Въз основа на този анализ и като е взело предвид очакваните промени в точките на потребление през следващия период, дружеството определило точките за потребление за първата ценова година на седми регулаторен период.

Предвид гореизложеното прогнозният брой на точките на потребление за битови клиенти за първата година от седми регулаторен период е **x xxx xxx точки на потребление за битови клиенти.**

## Технологични разходи при разпределение на електрическа енергия

### **Ниво на технологичните разходи**

В европейската практика и стандартно прилаганите подходи за ценово регулиране за определянето на технологичните разходи се използват отчетените резултати от базисната година или предходния регулаторен период, което е регламентирано и в приетата от МС Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия (ПМС № 35/20.02.2004 г.). Наред с това обаче е необходимо да се отчетат и конкретните особености, настъпили през последните години в развитието и експлоатацията на съответната мрежа, както и обстоятелства, които оказват съществено влияние върху технологичния разход.

С интензивното нарастване на децентралните електрически централи, които са присъединени към електроразпределителната мрежа, е важно да се дефинира и тяхното влияние върху годишните загуби на електроенергия в тази мрежа.

Към 29.02.2024г., ЕР Юг има сключени x xxx договора за достъп до електроразпределителната мрежа (ЕРМ) с ВЕИ производители, с обща инсталирана мощност x xxx,xx MW. Съществената част от тях (x xxx броя) са фотоволтаични централи, голям процент от които ползващи преференциални цени за изкупуване на произведената електроенергия.

На Графика 1. са показани входираните заявления за проучване на условията за присъединяване на ВЕИ, по години.

*Графика 1. Брой подадени заявления за проучване начините за присъединяване на ВЕИ към мрежата на ЕР Юг ЕАД, по години*

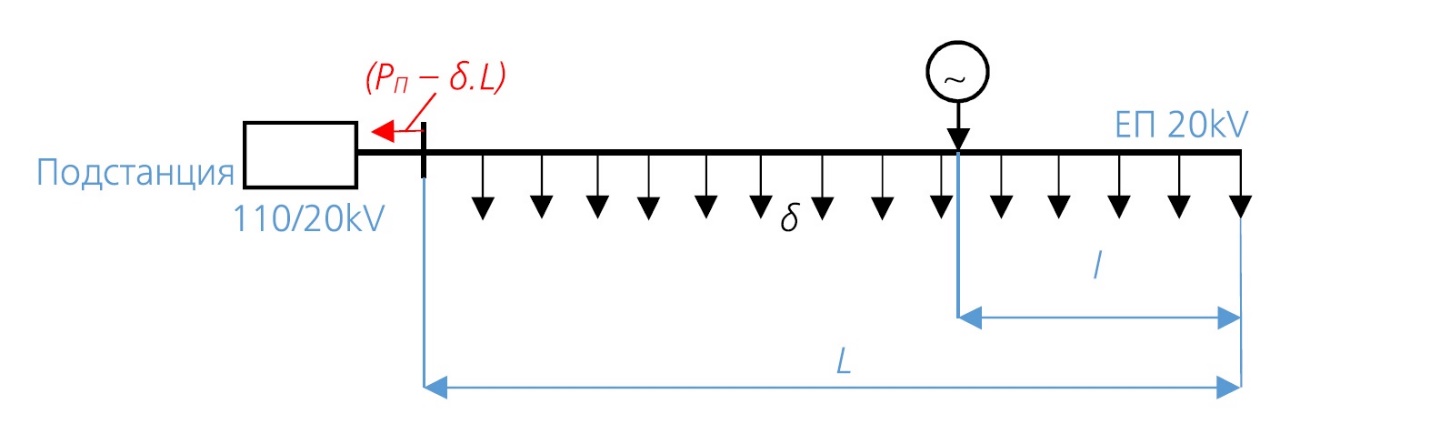
Операторите на ЕРМ са изправени пред предизвикателства, свързани с нарастващите мощности от децентрални ВЕИ, които се присъединяват към техните мрежите. Въпреки намаляващия брой заявления за присъединяване през последната 2023 година, се наблюдава увеличаване на мощностите на индивидуалните централи. Това се дължи предимно на редуцираната цена за изкупуване на електрическата енергия от ФЕЦ с мощност до 30kWp.

Тенденцията за увеличаващите се мощности на вече присъединени ВЕИ централи за последните 5 (пет) календарни години ясно се вижда на Графика 2.

*Графика 2. Присъединени ВЕИ централи към мрежата на ЕР Юг ЕАД, по години*

Преобладават случаите, когато мощността на произведената електрическа енергия от децентрални източници е по-голяма от товара на електропроводите Ср.Н., към които са присъединени. Техническите загуби в тези случаи могат лесно да се опише с математически модел, разглеждайки фиг.1:

*Фигура 1. Електропровод 20kV с разпределен товар и присъединен генериращ източник на разстояние l (km) от края на електропровода*



1. Активните загуби на мощност при електропровод без отклонения с дължина *L* (km), захранващ равномерно разпределен по цялата дължина товар (*PT*), с линейна плътност *δ* (kW/km), без да се отчита мощността на производителя *РП* (т.е. *РП = 0*) може да се определи с:

където *r0* е съпротивлението на единица дължина на проводника в Ω/km.

1. Ако за простота на изчисленията се приеме, че фактора на мощността на потребителите е равен на този на производителя, може да се обединят всички постоянни величини в една константа *B,* чрез която формулата може да се опрости до:
2. Ако приемем, че електропроводът се електрозахранва изцяло от производителя (*PП > РТ*), а „излишната“ електроенергия се връща към захранващата подстанция (може да бъде също така трафопост и/или възлова станция), то този „излишък“ представлява съсредоточен товар с големина *(PП – δ.L)*. Загубата на мощност в целия електропровод в този случай ще се определи с:

Например, ако и загубите на мощност в електропровода са **x,x пъти по-големи** в сравнение с вариант без наличието на производител/и (виж Стоилов, Д; Атанасов, В.; Ангелов Ив., *Загуби по електроразпределителните мрежи*, ТУ-София).

С наличните в ЕР Юг софтуери за изчисляване на режимните параметри на мрежата лесно могат да се визуализират и реални състояния, в които произведена на ниво Н.Н. електроенергия се трансформира на ниво Ср.Н., а след това и ниво В.Н. в подстанциите, които са собственост на ЕСО. По този начин към техническите загуби по пренос се добавят и загубите от трансформация. Редица подстанции 110/20kV в определени часови диапазони работят в режим отдаване на електрическа енергия в мрежа 110kV.

В ЕР Юг повечето електропровода Ср.Н. не разполагат с капацитет да бъдат присъединявани нови генериращи мощности. Това предполага изграждането на нови електропроводи със значителна дължина, които трудно се интегрират в съществуващата вече електроразпределителна.

Приоритетно инвестициите за развитие и модернизация на ЕРМ са свързани както с подобряване качеството на напрежение, сигурност на мрежата, в т.ч. надеждност и резервираност, така и увеличаване на капацитета на мрежата: за потребителите, респ. и за производителите на електрическа енергия. За да изпълни тези цели в инвестиционните програми на ЕР Юг са включени редица обекти, обхващащи нови изводи Ср.Н. и Н.Н.; кабелиране на изводи Ср.Н.; изграждане на резервни връзки чрез затворени, многоконтурни мрежи; изграждане на допълнителни трафопостове и други. Увеличаване дължината на мрежата, както и броя на съоръженията (трафопостове, възлови станции) също оказва влияние върху технологичния разход в негативна посока.

Компенсирането на реактивната енергия, мероприятие което се извършва през последните пет години в съоръжения на ЕР Юг е съпроводено с увеличаване на активните загуби на електрическа енергия.

Позовавайки се на изготвените от дружеството планове и мерки за намаляване на загубите на енергия, разработената Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия, както и направените симулации с изчислителни софтуери (ADMS - Advanced Distribution Management Systems в комбинация с GIS, SCADA, ELNET) за режимните параметри на отделни елементи от мрежата, могат да се направят следните изводи:

1. Необходими са законодателни промени, които да осигурят спазване на основния принцип, съгласно който производството на енергия следва да се извърша в местата на потребление; Оптималното присъединяване на мощности от ВЕИ предполага наличието на нормативно регламентирани подходи, които засягат всички участници в процеса от производство – пренос – трансформация – разпределение и потребление;
2. Всяка генерация предизвиква повишаване на напрежението в точката на присъединяване. Когато присъединяването се прави без да се съблюдават ясни критерии за оценка състоянието на мрежата не е възможно да се осигури оптимално регулиране на напрежението, което трябва да отговаря на БДС EN 50160, БДС IEC 60038. Това също влияе върху техническите загуби в съответната мрежа - постоянните загуби зависят преди всичко от квадрата на напреженията и в по-малка степен от протичащия през проводниците ток;
3. Широко дискутираните иновативни финансови инструменти и схеми за подпомагане на зелени икономически проекти, както и мобилизиране на публични и частни инвестиции, свързани с обособяването на нови индустриални зони, е-mobility и други, ще доведе до необходимост от изграждане на допълнителни инфраструктурни съоръжения, които ще бъдат елемент от ЕРМ. Увеличаването дължината на мрежата, както и броя на съоръженията (трафопостове, възлови станции) също оказва влияние върху технологичния разход.
4. Технологичните разходи в разпределителните мрежи зависят от квадрата на потоците на мощност. Товарите на потребителите и произведената от производителите енергия се изменят в широки граници, което определя широк диапазон на изменение на потоците на мощност и квадратични разлики на технологичния разход.

Технологичният разход на електроразпределителната мрежа на ЕР Юг трудно би могъл да се поддържа за дълъг период от време на нива под 7,5%, ако броя на инсталираните генериращи мощности в слабо населени райони (с минимална консумация) се увеличава прогресивно (виж Графика 1.). Експертно може да се изчисли, че се очаква нарастване на техническите загуби в тези, засегнати електропроводи (където генерацията е значително по-голяма от потреблението) от 1,5 до 3 и повече пъти, спрямо експлоатацията на същите с генерация приблизително равна на потреблението.

Във връзка с гореизложените обстоятелства и факти, ЕР Юг счита, че за осигуряване на дългосрочна политика по отношение на икономическата ефективност, приемливото ниво на технологичния разход за ЕРМ на дружеството следва да се запази на **x,x%**.

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

Към момента на изготвяне на ценовото заявление за първа ценова година от седми регулаторен период дружеството не е получило изрични указания от КЕВР какъв подход да следва при определяне на прогнозната цена на енергията, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи.

Следвайки подхода приложен от Регулатора в ценово решение Ц-14/01.07.2023г., дружеството е определило прогнозната пазарна цена на ел. енергия за базов товар за следващата ценова година. За целта са използвани търгуваните на Европейската енергийна борса(ЕЕХ) фючърси за България към ден на търговия 15.03.2024год.. При липса на котировки за България са взети предвид продукти за Унгария, като е използвана съответната девиация. Годишните и тримесечни цени за следващата ценова година са преобразувани към месечни прилагайки сезонни коефициенти, които са калкулирани за аналогични продукти в България.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната го-дишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е определена в размер на **xxx,xx лв./MWh.**

За определяне на среднопретеглена цена за технологичен разход на ЕР Юг са използвани исторически данни за почасови товари за 2023 год. (налични в системата на ЕСО).

Извършена е симулация на база на почасовите стойности на товарите за битови клиенти, въз основа на която е определен коефициент за технологични разходи в размер на **x,xxxxx** спрямо прогнозна средна цена на базов товар.

Дружеството отчита факта, се наблюдава и изключителна динамика в развитието на цените. Поради това е много вероятно определената от дружеството прогнозна цена на ел. енергията за покриване на технологичните разходи въз основа на сетълмент цени за финансов фючърс с дата на търговия 15.03.2024 да се различава съществено от прогнозната цена, която ще определи КЕВР при изготвяне на ценовото решение от 01.07.2024г.

Дружеството счита че определянето на средна цена на базов товар и съответно на прогнозна пазарна цена на енергия за покриване на технологичните разходи за първа ценова година е в изключителните правомощия на КЕВР. Посочената от дружеството в настоящото заявление прогнозна пазарна цена следва да се вземе предвид само до определянето на такава от КЕВР.

Въз основа на казаното до тук пазарната цена на ел. енергията за покриване на технологичните разходи за първа ценова година е определена в размер на **xxx,xx лв./МВтч.**

Цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи за първа ценова година от седми регулаторен период са запазени на нивото от предходната ценова година съгласно решение на КЕВР Ц-14/30.06.2023г., а именно :

* цена за достъп до електропреносната мрежа **x,xx лв./MWh**,
* цената за пренос през електропреносната мрежа **xx,xx лв./MWh**
* цената за задължения към обществото **x,xx лв./MWh**

В резултат калкулираните технологични разходи възлизат на **xxx xxx МВтч.,** а за разходите за технологичен разход, изчислени по прогнозна пазарна цена и сега действащите цени на ЕСО ЕАД се получава сумата **xxx xxx хил. лева** която е калкулирана в необходимите годишни приходи за дейността.

## Регулаторна база на активите (РБА)

При изчисляване на РБА дружеството следва разпоредбите на чл.14 от Наредба № 1 според която регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А - признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф - стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ - амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК - необходимият оборотен капитал;

И - размерът на инвестициите, одобрени от комисията

В допълнение към разпоредбите чл.14 от Наредба 1 дружеството е спазило и разпоредбите на Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на, в които съгласно т. 28 Прогнозният среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, които ще бъдат извършени, се изчислява по следната формула:

И = (2,5\*И1 + 1,5\*И2 + 0,5\*И3)/3

където:

И - среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

И1,2,3 – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

### **Балансова стойност на активите, които се използват за дейността „разпределение“**

Балансовата стойност на активите се изчислява като разлика между отчетната стойност и натрупаните до момента амортизации.

При изчисляването на балансовата стойност на активите, дружеството е приложило общия подход от КЕВР за калкулиране на балансовата стойност на съществуващите към началото на периода активи.

Подробната калкулацията на балансовата стойност на активите използвани за дейността по видове активи може да бъде проследена в Справка 2 от предоставените към заявлението таблици в Приложение A. Дружеството е използвало наличната база данни от счетоводния софтуер за да генерира информацията за отчетната стойност на активите и натрупаната амортизация към началото на регулаторния период. В резултат на това е калкулираната балансова стойност към началото на седми регулаторен период е xxx xxx хил.лв.

В Таблица 4 от Приложение A е представена симулация на амортизацията на съществуващи към началото на регулаторния период активи за 2024г., 2025г. и 2026г. от която е видно, че натрупаните амортизациите за периода 2024-2026 са на обща стойност xxx xxx хил.лв.

В резултат на гореизложеното за целите на ценообразуване балансовата стойност на активите е **xxx xxx хил.лв**.

### **Балансова стойност на активите, които се използват за дейността разпределение, но са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин**

Съгласно чл.14 от Наредба 1 от регулаторната база на активите се приспада балансовата стойност на активите, придобити чрез финансиране.

Съгласно счетоводната политика на дружеството и приложимите Международни счетоводни стандарти, дружеството отчита постъпилите средства: (i) от такси за присъединяване на нови обекти съгласно Наредба 6; и (ii) други средства, получени с цел изграждане на активи, като финансиране за придобиване на дълготрайни активи.

За целите на ценообразуването балансовата стойност на активите, които се използват и са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин се приспада от общата балансова стойност на активите на дружеството.

Балансовата стойност на активите, придобити чрез финансиране се изчислява като от стойността на придобитите активи чрез финансиране се извади натрупаната амортизация за тези активи при същият подход приложен за т.1.

В резултат на гореизложеното за целите на ценообразуване балансовата стойност на активите придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин е калкулирана в Таблица 2В от Приложение A на обща стойност **xxx xxx хил.лв**

### **Инвестиции в активи свързани с дейността разпределение**

За седми регулаторен период дружеството е заложило да извърши общо **xxx xxx хил.лв** нетни инвестиции без инвестиции в активи придобити чрез финансиране.

Справка 2D от приложените таблици съдържа подробно разпределение на предвидените инвестиции по видове активи, както и по цели във връзка с чл. 14 ал. 9;10;11 от Наредба 1.

Подробна обосновка по видове обекти са представени в Приложение Б към настоящото заявление.

Дружеството е приложило формулата за изчисляване на средния номинален размер на инвестициите, посочена в Минималните изисквания на КЕВР, т.28, според която:

*И = (2,5\*И1 + 1,5\*И2 + 0,5\*И3)/3*

*където:*

*И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;*

*И1,2,3 – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.*

След заместване в горепосочената формула със стойностите от Таблица 2D, се получава сума равна на **xxx xxx хил.лв.,** представляваща среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, без инвестиции в активи придобити по безвъзмезден начин

Средния номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период се изчисляват по формулата:

*Ам = (2,5\*Ам1 + 1,5\*Ам2 + 0,5\*Ам3)/3*

*където:*

*Ам – среден номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;*

*Ам1,2,3 – прогнозни амортизации на инвестициите през съответната ценова година, хил. лв.*

След заместване в горепосочената формула със стойностите от Таблица 4, се получава сума равна на **xx xxx хил.лв.,** представляваща среден номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период, без амортизации на инвестиции в активи придобити по безвъзмезден начин

Балансовата стойност на инвестициите за шести регулаторен период се получава като от средния номинален размер на инвестициите за регулаторния период се приспадне средния номинален размер на амортизациите на инвестициите.

На база горе посочените изчисления (xxx xxx – xx xxx = xxx xxx) в РАБ трябва да бъдат включени нетни инвестиции в размер на **xxx xxx хил.лв**

### **Програма за извеждане на активи от експлоатация**

В таблица 2Е са посочени активите, които дружеството планира да изведе от експлоатация през регулаторния период по години. Регулаторната база на активите за седми регулаторен период следва да бъде намалена със стойността на активите които ще бъдат изведени от експлоатация през регулаторния период.

Средната балансовата стойност на активите подлежащи на извеждане от експлоатация през седми регулаторен период е **xxx хил.лв.**

### **Оборотен капитал**

Дружеството е направило вътрешен анализ и калкулация на оборотния капитал за базисната година като е използвало разпоредбите и формулите на чл.14 ал.7 от Наредба 1 с цел да получи т. нар. "нетен търговски цикъл" на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства, за осигуряването на услугите. Резултатите от анализа доказват, че нетният търговски цикъл около 45 дни за базисната година. В тази връзка и с цел справедлива калкулация и равнопоставеност между дружествата в бранша, за шести регулаторен период е приложена формулата съгласно чл.14 ал.8 от Наредбата при която оборотния капитал се изчислява като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност. Това се равнява на 45 дни нетен търговски цикъл.

Предвид гореизложеното **необходимият оборотния капитал** който трябва да бъде признат в РБА за седми регулаторен период е **xx xxx хил.лв.**

### **Обща стойност на РБА за шести регулаторен период**

Вземайки в предвид формулата за калкулиране на РБА съгласно чл.14 ал.1 от Наредба №1и нейните компоненти описани от т.1 до т.5 се получава следната калкулация:

**РБА =** **xxx xxx – xxx xxx + xxx xxx – xxx + xx xxx = xxx xxx**

Следователно, за седми регулаторен период **признатата регулаторна база на активите** е **xxx xxx хил.лв.**

## Норма на възвръщаемост на регулаторната база на активите

Нормата за възвръщаемост на регулаторната база на активите следва концепцията за средната претеглена цена на капитала (WACC)

Стандартната методология за изчисляване на WACC отчита наличието на различни източници на финансиране на компаниите. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура. По този начин WACC представя средната лихва, която дадена компания трябва да плати за своето финансиране.

При определяне на WACC за дружеството е използван подхода, приложен от Регулатора за шести регулаторен период, както и указанията на Регулатора посочени в Минималните изисквания за целева структура на капитала.

Съгласно предложения проект за изменение и допълнение на Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, нормата на възвръщаемост на капитала след данъчно облагане се определя по следната формула:



където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала след данъчно облагане, %;

ДСК – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

НВСК – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДПК – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

НВПК – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %:

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %.

В съответствие с ценово решение на Регулатора за шести регулаторен период, е приложена целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал.

За да бъдат спазени изискванията на проекта за промяна на Наредба 1 следва така получената норма на възвръщаемост на капитала след данъчно облагане (НВ) да се преобразува в норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане (НВ преди данъци), а именно, като се отчете ефекта от корпоративните данъци по формулата:

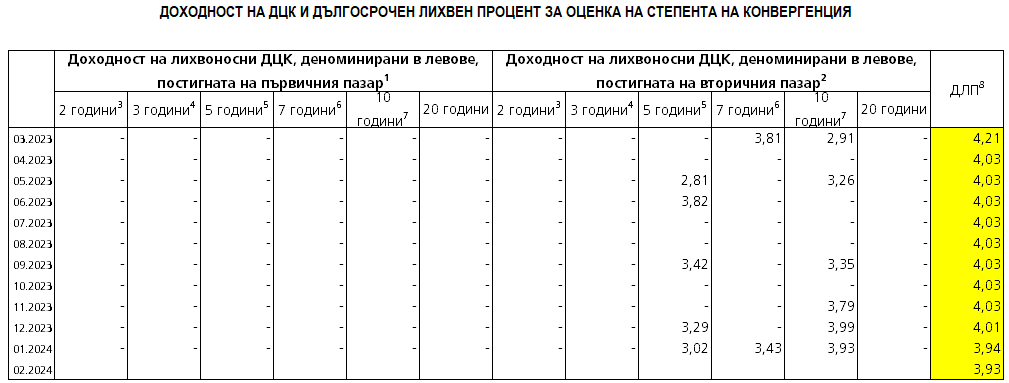
НВ преди данъци = НВ / (1-ДС),

За изчисляване на цената на собствения капитал, Дружеството е възприело подхода на КЕВР, като за целта се прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

НВСК = Безрискова премия + β \* Пазарна рискова премия

**Безрискова премия**

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, която следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е калкулирана на база средно претеглени данни от месечните стойности на ДЛП за последните 12 месеца (период Февруари 2023 г. – Януари 2024 г. по данни на Българската народна банка).

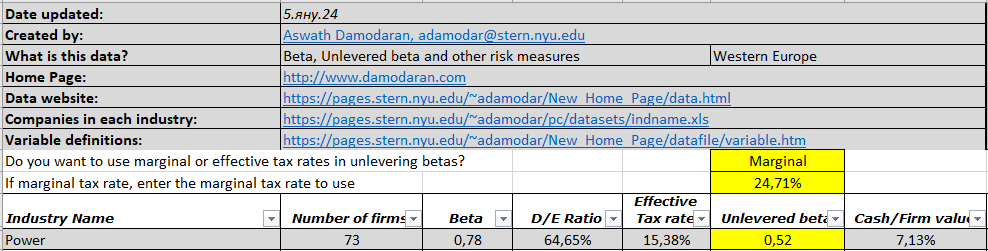


В резултата на гореизложеното за целите на калкулацията на нормата на възвръщаемост на Регулаторната база на активите безрисковата премия е изчислена на **x,xx%**.

**β коефициент на активите**

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. За изчисляването на коефициента â, следвайки методологията на КЕВР в предходни периоди, се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в електроенергийния сектор в Европа е **x,xx**.

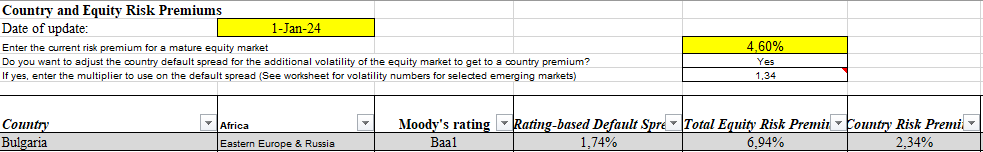


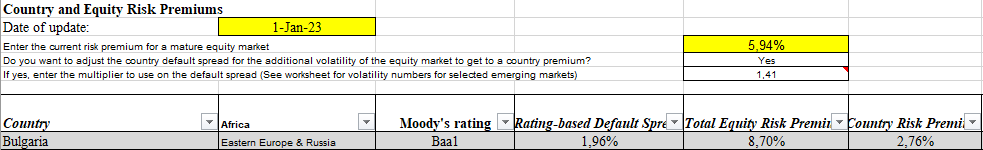
Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (xx% : xx%) и размера на данъчната ставка (xx%) , се преобразува в лостов β коефициент със стойност – **x,xxx**.

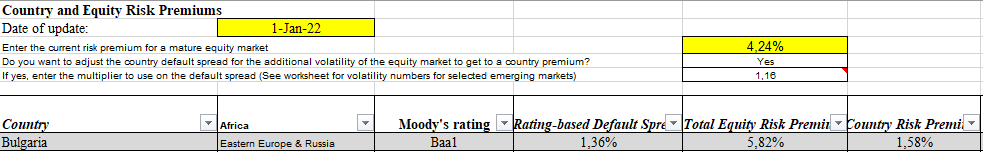
x,xxx = x,xx \* ( x+ (x-xx%) \* (xx% / xx%) )

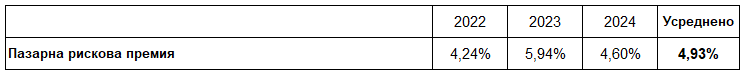
**Пазарна рискова премия**

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Калкулацията е базирана на статистически данни за периода от последните 3 години, като използваните източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran за периода 2022г – 2024г., с цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономически цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания свързани с рискове от икономическата, социалната и/или политическата среда на дадена държава/регион и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди.





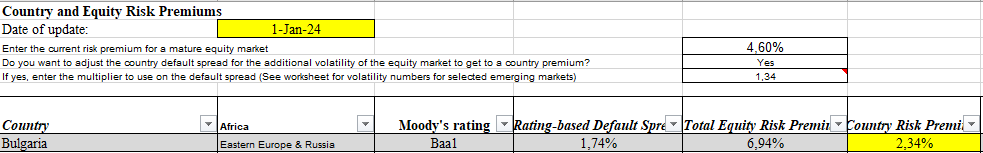


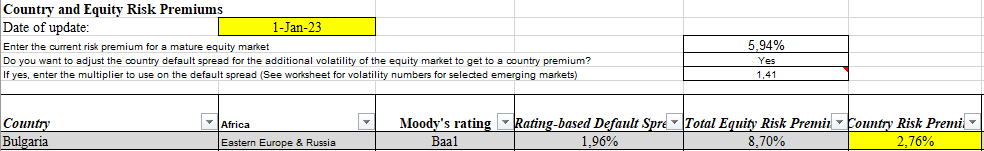


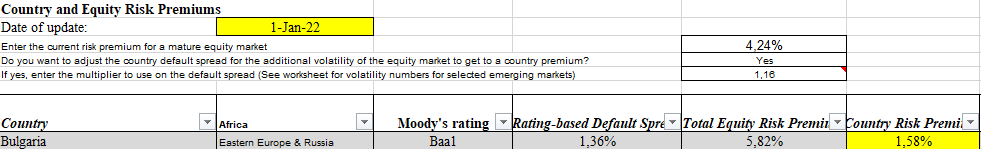
В резултат на усредняване на стойностите за периода 2022-2024г е калкулирана пазарната рискова премия за развитите пазари (системния риск) в размер на **x,xx%.**

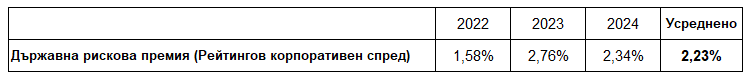
Държавната рискова премия (Рейтингов корпоративен спред) е калкулирана въз основна на средно претеглени данни за последните 3 години (период 2022 г.-2024 г.) на база кредитния рейтинг на България от Moody's през този период. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция.

Калкулацията е базирана на статистически данни за периода от последните 3 години с цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономически цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания свързани с рискове от икономическата, социалната и/или политическата среда на дадена държава/регион и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди. (Източници за определяне на държавната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran)









В резултат на усредняване на стойностите за периода 2022-2024г е калкулирана държавната рискова премия в размер на **x,xx%.**

Пазарната рискова премия представлява сбор от стойностите на пазарната рискова премия за развитите пазари (системния риск) и специфичния държавен риск за България. Съгласно гореизложения анализ пазарната рискова премия за целите на калкулацията на нормата на възвръщаемост на Регулаторната база на активите е изчислена на **x,xx%.**

**Цена на привлечения капитал**

Цената на привлечения капитал, следвайки подхода на КЕВР описан в ценово решение за шести регулаторен период, представлява сумата от безрисковата премия и държавната рискова премия, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск.

На база на определените параметри в предходните точки е калкулирана Цената на привлечения капитал като сбор от безрисковата премия x,xx% и държавната рискова премия x,xx%.

В резултат на направените изчисления норма на възвръщаемост на привлечен капитал преди данъци е **x,xx%.**

**Норма на възвръщаемост на капитала**

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена в посочената по-долу таблица на база на дефинираните до тук параметри.

|  |  |
| --- | --- |
| Безрискова премия | x,xx% |
| Пазарна рискова премия | x,xx% |
| Бета коефициент без ливъридж | x,xx |
| Бета коефициент с ливъридж | x,xxx |
| Държавна рискова премия | x,xx% |
| Инфлационен диференциал |  |
| **Норма на възвръщаемост на собствен капитал (НВСК)** | **xx,xx%** |
|  |  |
| Безрискова премия | x,xx% |
| Държавна рискова премия | x,xx% |
| **Норма на възвръщаемост на привлечен капитал преди данъци (НВПК)** | **x,xx%** |
| Данъчна ставка | xx,x% |
|  |  |
| Капиталова структура | xxx,x% |
| Дял на собствен капитал | xx,x% |
| Дял на привлечен капитал | xx,x% |
|  |  |
| **Норма на възвръщаемост (НВ) след данъци** | **x,xx%** |
|  |  |
| **Норма на възвръщаемост (НВ) преди данъци** | **x,xx%** |

НВСК = x,x% + x,xxx \* x,xx% = xx,xx%

НВПК = x,xx% + x,xx% = x,xx %

НВ след данъци = x,x\*xx,xx% + x,x\*x,xx%\*(x-xx%) = x,xx%

НВ преди данъци = x,x\*xx,xx%/(x-xx%) + x,x\*x,xx% = x,xx%

В Таблица 5 са попълнени основните параметри на WACC и е изчислена стойността преди данъци.

Видно от таблица 5, като краен резултат за ЕР Юг стойността на WACC преди данъци, която съгласно чл. 15 от Наредба 1 се използва като **норма на възвръщаемост на капитала** за регулаторния период е **x,xx%**

## Разходи за амортизации

Съгласно подхода на Регулатора от предходните регулаторни периоди, амортизационните норми за регулаторни цели са приравнени към тези за счетоводни цели съгласно счетоводната политика на дружеството.

Според счетоводната политика на дружеството и подхода на Регулатора, амортизациите на дълготрайните активи се изчисляват по линеен метод при следните амортизационни норми:

|  |  |
| --- | --- |
| **Вид актив** | **Амортизационни норми в %** |
| **Имоти, машини, съоръжения** |  |
| Масивни сгради | x% |
| Немасивни сгради | xx% |
| Предавателни устройства и съоръжения | x% |
| Трансформатори и оборудване в трафопостове | x% |
| Средства за търговско измерване | xx% |
| Останали машини и оборудване | xx% |
| Автомобили | xx% |
| Други транспортни средства | xx% |
| Компютърна техника | xx% |
| За всички останали амортизируеми активи | xx% |
|  |  |
| **Нематериални активи** |  |
| Лицензии | съгласно срока на лицензията |
| Софтуер | xx% |
| За всички останали амортизируеми активи | x% |

Разходите за амортизация на активи свързани с лицензионната дейност, които трябва да участват при ценообразуването за седми регулаторен период са представени по отделно както следва:

- Разходи за амортизация на съществуващи активи към началото на регулаторния период. Те са изчислени чрез прецизна калкулация за 2024г., 2025г. и 2026г по активи на база данните от счетоводната система. По този начин съвсем точно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на всеки актив за всяка следваща година. За целите на ценообразуване е заложена средно аритметичната годишна стойност на разходите за амортизациите на съществуващите активи за периода 2024-2026г.

В Справка 4 е посочена подробна калкулация на амортизациите по видове активи като средната годишна стойност на амортизациите на съществуващи активи която трябва да бъде призната за седми регулаторен период е **xx xxx хил.лв.**

- Разходи за амортизации на активи които се планира да бъдат изведени от експлоатация през седми регулаторен период. Те са изчислени чрез симулация за 2024г., 2025г. и 2026г. директно в счетоводната система, като е съобразен съответния срок за извеждане на активите от експлоатация.

Калкулация на средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на активи планирани да бъдат изведени от експлоатация е представена в Таблица 2Е и възлиза на **xxx хил.лв**

За целите на ценообразуване средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на активи планирани да бъдат изведени от експлоатация следва да бъде приспадната от разходите за амортизации на съществуващи активи

- Разходи за амортизация на инвестициите за периода 2024 г. -2026 г.

При калкулацията на разходите за амортизации са използвани горепосочените амортизационни норми като е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Трябва да се има предвид че калкулацията е направена върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити чрез финансиране.

В справка 4 може да се проследи подробната калкулация по години, видове активи и приложението на формулата съгласно т.28 от Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени

В резултат на това средния номинален размер на амортизациите на инвестициите за периода 2024 г.- 2026 г. е **xx xxx хил.лв.**

**-** Разходи за амортизация на активи с право на ползване

Съгласно изискванията на МСФО 16 от 1януари 2019 дружеството отчита ползваните под наем сгради, земи и електрически съоръжения чужда собственост като финансов лизинг. В съответствие с това дружеството отчита и амортизационни отчисления на активите класифицирани като активи с право на ползване.

За целите на ценообразуване е заложена средно аритметична годишна стойност на разходите за амортизации на активи с право на ползване за периода 2024-2027г.

В Справка 6 е посочена средната годишна стойност на амортизацията на активи с право на ползване в размер на **xxx хил.лв.**

- Разходи за амортизации на активи придобити чрез финансиране или безвъзмездно. Съгласно счетоводната политика и метода на отчитане на активите придобити чрез финансиране се извършва начисляване на амортизации на получените активи, които се използват за дейността разпределение и са придобити чрез финансиране с цел приспадане на тази амортизация от общата амортизация на всички активи на дружеството за целите на ценообразуване.

При изчисляване на стойността на амортизацията на активите, придобити чрез фианасиране е използван същият подход както при изчисляване на амортизацията на съществуващи активи т.е чрез симулация от счетоводната система. В справка 4 е посочена общата стойност на амортизацията на финансирания за активи симулирани по години и средно аритметичната стойност която трябва да бъде взета в предвид при ценообразуване.

В резултат на това средно аритметичния размер на амортизациите на активите придобити чрез финансиране симулирани за периода 2024 г.- 2027 г. е **xx xxx хил. лв.**

Следователно, за седми регулаторен период **разходите за амортизации нетно от амортизации на активи придобити чрез финансиране е** **xx xxx хил.лв.**

## Оперативни разходи

Информацията за оперативните разходи е извлечена от системата SAP където е организирана тяхната аналитичност по изискванията на ЗЕ чл. 37 и Наредба 1.

Счетоводният сметкоплан е детайлизиран така, че да осигурява необходимата информация за целите на регулаторното счетоводство за разходи по икономически елементи. Счетоводното отчитане на разходите се извършва по дейности, по нива на напрежение, по видове обекти –трафопостове, въздушни електропроводи, кабелни линии и други и по наблюдавани видове разходи. За целта всеки разход се осчетоводява по разходен център, вътрешна поръчка /ордер/ или Структурен проектоплан /СПП/, което позволява наблюдаваните разходи да бъдат отнасяни по функционално предназначение в конкретния обект, който ги е предизвикал и удовлетворяване изискванията на Единната система за счетоводно отчитане. Използвани са възможностите за шестцифрена структура на сметките, за да се осигури информация за видовете разходи, наблюдавани от КЕВР. Разходите за ремонт се осчетоводяват по сметка и структурен проектоплан, с което отново се осигурява необходимата информация и по видове разходи.

С цел определяне на прогнозните оперативни разходи на дружеството за целите на ценообразуване е направен задълбочен анализ на развитието на отчетените оперативните разходи за регулираната дейност за базисната година 2023. В допълнение е направен анализ на макроикономическите параметри като инфлация и изменение на брутния вътрешен продукт за базовата година.

Съществен фактор оказващ влияние върху развитието на оперативните разходи за регулираната дейност различен от параметрите инфлация и БВП е развитието на разходите за персонал. За тази цел е направен подробен анализ на пазара на труда в сектор Енергетика, като са изследвани основните параметри довели до достигнатите нива на разходи за персонал.

Важно е да се отбележи, че обект на анализа са единствено и само оперативните разходи за дейността разпределение като всички разходи свързани с други нерегулирани дейности и съответстващите им приходи са изключени.

За целите на ценообразуването и с цел избягване на всякакви съмнения за прогнозиране на несъществуващи или нереално изчислени разходи за седми регулаторен период и първия ценови период дружеството е приело подход, при който реално извършените разходи през базисната година се индексират със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2023, като за разходите за персонал е приет същият подход, очаквайки че през първата година на седми регулаторен период разходите за персонал ще се увеличат с процент близък до инфлацията за 2023 г.

Реално направените разходи през базисната година от дружеството са в размер на xxx xxx хил. лв., а за сравнение одобрените от регулатора през цените разходи са xxx xxx хил.лв., което показва че за да изпълни лицензионните си задължения дружеството е направило xx xxx хил.лв. повече разходи от одобрените от регулатора. Подробна разбивка и аргументация на разходите от базисната година е представена по-долу в изложението както и в приложените таблици към заявлението.

По-долу е представен и анализ на движението на цените на материали и услуги, от които се вижда, че признатите от регулатора в цените нива на инфлация далеч изостават от инфлацията на реалните разходи които трябва да извършва дружеството. От графиките по-долу е видно, че за годините на шести регулаторен период че се наблюдава драстично нарастване на цените на услугите в сферата на обслужване на лекотоварни транспортни средства (+xx.x%) и на общата инфлацията в сферата на услугите (+xx%), както и на минималната работна заплата (+xx,x%), инфлацията на които значително надвишават инфлацията приложена от КЕВР за Шести регулаторен период (xx,x%). Влиянието на минималната работна заплата е много съществено на дружеството, тъй като голяма част от договорите с контрагенти на дружеството се индексират с ръста на минималната работна заплата и повишаването на минималната работна заплата води до значително повишаване на разходите на дружеството.

Значително е и увеличението в цените на цветни метали, а именно мед (+xx,x%) и алуминий (+xx,x%), които изграждат основни материали за дейността на дружеството. Реалното увеличение на цените на цветните метали и съответното увеличение на разходите за материали изградени от тях също надхвърля инфлацията приложена от КЕВР за Шести регулаторен период (xx,x%).

**От всичко казано до тук следва да се направи извода, че прилагането на инфлационен индекс за предходна календарна година спрямо реалните разходи на дружеството за базисна година е минималното увеличение на разходите на дружеството, което следва да се признае от регулатора в цените за първа ценова година от седми регулаторен период**

ОПРt = ОПРt-1\* (1+Инфл)

Където:

ОПРt – Оперативни разходи за първата ценова година от седми регулаторен период

ОПРt-1 – Оперативни разходи за базисната 2023 г.

Инфл. - Средногодишната инфлация за периода януари - декември 2023 г. спрямо периода януари - декември 2022 г. по данни от НСИ ( 9,5% )

Следва да се отбележи, че при одобряване на необходимите разходи за първа ценова година на шести регулаторен период регулатора не е взел предвид аргументацията на дружеството, че за да се получат разходите за първа ценова година на шести регулаторен период е необходимо отчетените оперативни разходи от базисната година да се индексират със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2020 г. спрямо периода януари - декември 2019 г. по данни от НСИ. Отчетените оперативни разходи на дружеството за 2023г са xxx xxx хил.лв. По данни на НСИ средногодишната инфлация за периода януари - декември 2020 г. спрямо периода януари - декември 2019 г. е x,x%. При умножаване на двете стойности се получава x xxx хил. лв., което представлява стойността на разходите, които не са били признати от регулатора за първата ценова година от шести регулаторен период. След като индексираме тази стойност със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2021 г. спрямо периода януари - декември 2020 г., която е x,x% по данни на НСИ се получава стойността на разходите, която не е била одобрена от регулатора за втора ценова година от шести регулаторен период в размер на x xxx хил. лв.. При индексиране на тази стойност с процента на средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г. (xx,x % по данни на НСИ) се получава x xxx хил. лв., които представляват стойността на оперативните разходи, която не е призната от регулатора в цените за трета ценова година от шести регулаторен период. При събиране на стойностите за трите ценови години се получават xxxx хил.лв. които не са били одобрени от регулатора в цените на дружеството, поради факта, че разходите за първата ценова година не са били индексирани с процента на инфлация за предходната календарна година по данни на НСИ.

Бихме искали да отбележим че поради значителните нива на инфлация през предходната година, които по данни на НСИ са x,x% прилагането на описания по-горе подход, а именно не индексирането на разходите от базисна година с процента на инфлация ще окаже значително негативно влияние на дружеството.

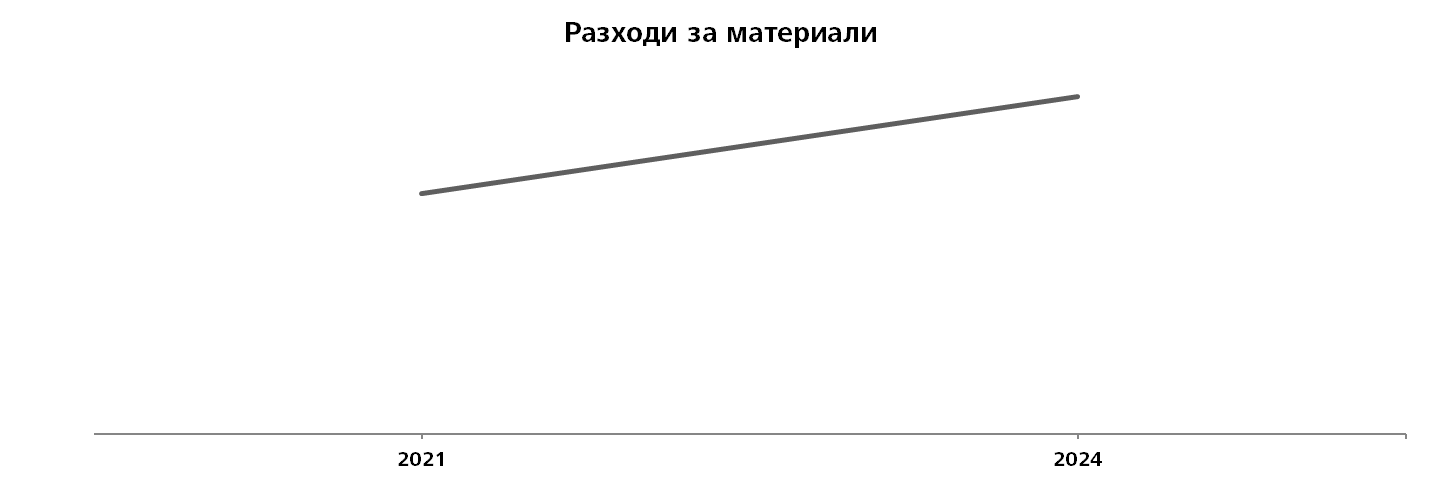
В допълнение на така описания подход дружеството е идентифицирало че разходите за проверка на измервателни уреди се увеличават значително над идентифицираната за периода инфлация. Поради факта че от 26.09.2023 г. е в сила нова тарифа за таксите, които се събират от Български институт по метрология, очакваните разходи за проверка на измервателни уреди на ЕР ЮГ за прогнозната година се увеличават с x xxx хил.лв.

Приложеният подход за определяне на оперативните разходи на база на реално извършените и реално алокираните по съответните направления и дейности позволява много точно да се определят необходимите разходи по конкретните дейности за новия ценови период, както и дава възможност на Регулаторa детайлно да провери извършените разходи през предходните години и да прецени необходимостта от извършването на тези разходи за новия регулаторен период.

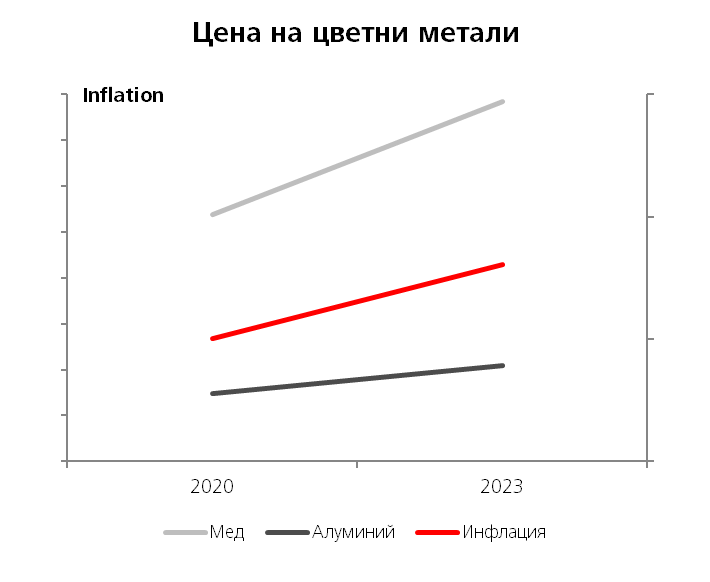
Съгласно разпоредбите на т.20 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи са представени детайлно по икономически елементи за базисната и прогнозната година:

**Разходите за материали за регулирана дейност** са 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:

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% от общите разходи за материали. Електротехническите материали и разходите за горива и смазочни материали формират около xx% от общата стойност на разходите за материали.



От графиката по-горе се вижда че разходите за материали на дружеството за периода 2021 – 2024 (прогнозна година) нарастват с xx,x %. Това увеличение на разходите за материали, както може да се види от графиката по-долу, изцяло се дължи на по-високите темпове на нарастване на цените на цветни метали, които значително надвишават средната за страната инфлация за наблюдавания период

~~~~

Съгласно гореизложеното дружеството счита, че разходите за материали за прогнозната година са обосновани и оптимални за дейността разпределение.

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

Разходите за ремонт, текуща и аварийна поддръжка представляват xx% от общите разходи за външни услуги.

Извършен е анализ на основните външни фактори, които оказват значително влияние върху тези разходи, като е анализирано развитието на цените на основните електромонтажни дейности договорени с фирми изпълнители след спечелени процедури по ЗОП.

Разходите за проверка на измервателни уреди се увеличават на x xxx хил. лв. Това се дължи главно на факта, че като собственик на Средства за измерване/Еелектромери съгласно законовата и нормативна уредба в Република България, ЕР Юг има задължения за подмяна на средства за измерване и за тяхната последваща проверка.

В Закона за измерванията, Чл. 43 и Чл. 44, определят основните задължения, за подмяна и проверки на електромери., а Чл. 5 и Чл. 6, определят задълженията за извършване на метрологична експертиза, при възникнал спор между ЕР Юг и Клиент.

Метрологичната експертиза на средства за измерване се извършва при възникване на спор относно техническите и метрологичните характеристики на средствата за измерване в употреба по искане на физически или юридически лица, като тя се извършва от Български институт по метрология /БИМ/.

От 26.09.2023 г. има изменение и е в сила нова тарифа за таксите, които се събират от БИМ. Новите такси засягат експертизните проверки на електромери и последващи проверки на извадков принцип, които провеждаме в ЕР Юг.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Преди: | **Сега:** |
| 1 фазни експертизи | xx лв. | **xx лв.** |
| 3 фазни директни експертизи | xx лв. | **xxx лв.** |
| 3 фазни индиректни х/5 с товаров профил А+R /за активна и реактивна енергия/ | xx лв. | **xxx лв.** |

Заради увеличените разходи за услуги извършвани от БИМ, очакваните разходи за проверка на измервателни уреди на ЕР ЮГ за прогнозна година се увеличават с x xxx хил.лв.

Разходите за администрация представляват xx,x % от общите разходи за външни услуги. Детайлна разбивка на структурата на тези разходи е разгледана по-долу в обосновката.

Разходите за IT, телекомуникация и обслужване на клиенти представляват xx,x % от общите разходи за външни услуги.

Разходите за администрация, както и разходите за IT, телекомуникация и обслужване на клиенти са организирани и изнесени от дружеството в отделна компания ЕВН Център за услуги ООД с цел постигане на оптимална ефективност в административните дейности.

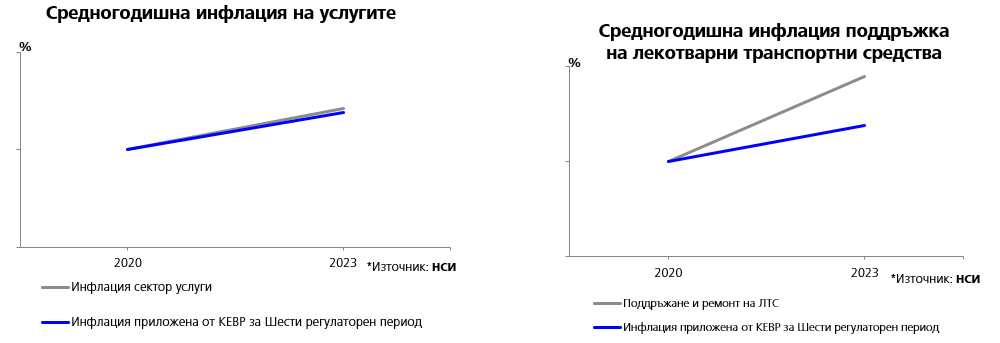
Разходите за административни услуги представляват основно разходи за възнаграждения и социални осигуровки за персонала, който извършва административните дейности, поради което зависят от тренда, който се наблюдава в развитието на разходите за персонал и факторите, оказващи влияние върху пазара на труда.

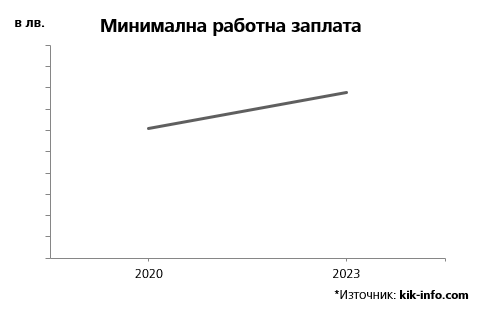
За целите на анализа разходите за охрана на енергийни обекти, и разходите за отчитане на електромери са групирани и представляват xx % от общите разходи за външни услуги. Тези разходи се влияят значително от развитието на минималната работна заплата.

В тази връзка е направен анализ на минималната работна заплата за последните няколко години.

Разходите за софтуерна поддръжка, разходите за консултантски услуги, разходите за поддръжка и обслужване на автопарк и разходите за други услуги са групирани за целите на анализа. Те представляват xx % от общите разходи за външни услуги и се влияят съществено от инфлацията в сферата на услугите.

В приложените графики по-долу е показан тренда в развитието на цените, развитието на инфлацията и минималната работна заплата, оказващи основно влияние върху описаните по-горе групи разходи.





От графиките е видно, че се наблюдава драстично нарастване на цените на услугите в сферата на обслужване на лекотоварни транспортни средства и на общата инфлацията в сферата на услугите, както и на минималната работна заплата.

Всеки от изследваните външни фактори влияе с различна тежест върху идентифицираните групи разходи за външни услуги и съответно върху общите разходи за външни услуги.

**Разходите за персонал за регулирана дейност** са на обща стойност xx xxx хил.лв., като от тях са приспаднати разходите за персонал, свързан с инвестиционни дейности. Те представляват xx,x % от общите оперативни разходи. Основните пера в разходите за персонал са както следва:

Три основни групи фактори влияят върху увеличението на разходите за труд в Дружеството:

* **Пазар на труда**

Общ преглед на пазара на труда за периода 2020 г. – 2023 г.

С възстановяването на икономиката след пандемията от COVID-19 предприятията започнаха да нае-мат отново персонал, за да отговорят на повишеното търсене на техните продукти или услуги. Това увеличение на търсенето на работна ръка доведе до конкуренция за квалифицирани кандидати, което от своя страна повишава цената на труда.

Демографските промени, автоматизацията и дигитализацията доведоха до недостиг на работна ръка със съответната квалификация. В същото време уменията, необходими за определени работни места, не се преподават в образователните институции, създавайки несъответствие между предлагането и търсенето на умения. Този недостиг на работна ръка повишава цената на труда, тъй като работодателите трябва да се конкурират за ограничен брой квалифицирани кандидати.

Минималната заплата, заплатите в публичния сектор и социалните осигуровки се повишиха през последните години, което увеличи общите разходи за труд за работодателите.

Някои промени в трудовото законодателство, като например увеличаването на минималната работна заплата или разширяването на правата на работниците, също могат да допринесат за поскъпяване на труда. Тези промени могат да направят по-скъпо за работодателите да наемат служители, което води до натиск за увеличаване на заплатите.

Поскъпването на труда се повлиява и от глобални икономически фактори, като например нарастващите цени на стоките и услугите, които влияят върху рентабилността на компаниите и могат да доведат до необходимост от увеличаване на цените, включително заплатите.

Следните данни илюстрират някои аспекти на ситуацията на пазара на труда в България в периода 2020-2023 г.:





\*Източник: НСИ 2024, [Национално ниво (икономически дейности; форма на собственост) | Национален статистически институт (nsi.bg)](https://www.nsi.bg/bg/content/3958/%D0%BD%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D0%BD%D0%BE-%D0%BD%D0%B8%D0%B2%D0%BE-%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8-%D0%B4%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8-%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0-%D0%BD%D0%B0-%D1%81%D0%BE%D0%B1%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82-%D0%BF%D0%BE%D0%BB)

Само за 2023 г. спрямо 2022 г. наблюдаваме 14% увеличение на средната заплата за България, а за обществения сектор – 15%. В сектор „Енергетика“ увеличението е 13%, а за обществения сектор в енергетиката данните сочат 15% увеличение.

Тези проценти надхвърлят съществено инфлацията и създават конкурентен натиск за увеличение на възнагражденията в дружеството.

За периода 2020-2023 минималната работна заплата в България се е увеличила с 39,29%. Средната годишна работна заплата в България за 2023 г.(предварителни данни) спрямо 2020 г. е достигнала увеличение от 45%. Същият ръст на увеличение се наблюдава и за обществения сектор. Средното годишно увеличение за периода и за двата показателя е 13%.

Средната годишна работна заплата за сектор „Енергетика“ за 2023 г.(предварителни данни) спрямо 2020 г е нараснала с 44%, а за обществения сектор в енергетиката – с 50%. Средното годишно увеличение за периода за сектор „Енергетика“ е 13%, а за обществения сектор в енергетиката – 14%.

На този фон усилията на ЕВН са били насочени към запазване на позициите на работодател с конкурентни възнаграждения и балансирани поетапни увеличения, близки до тези за сектора, но далеч под увеличенията за страната. За последните 10 години, от 2013 до 2023 година, дружеството е в догонваща позиция спрямо обществен сектор Енергетика, по отношение на средна работна заплата.

* **Увеличение на максималния осигурителен доход**

С по-малък ефект, увеличението на максималния осигурителен доход от 3000 на 3400 лева от 1-ви Април 2022 г. също доведе до директно увеличение на разходите за труд.

* **Синдикални организации, браншови колективен трудов договор и колективно договаряне в дружеството**

Не на последно място, сектор енергетика е традиционно силно синдикализиран и трудовите отношения и възнаграждения се регулират в браншови и локални колективни трудови договори, които са задължителни за изпълнение от дружеството. В сектор енергетика действа браншови колективен договор, в който са уговорени нива на допълнителни възнаграждения, надвишаващи тези по Кодекс на труда, включително социални разходи минимум 10% от фонд работна заплата, които са задължителни за изпълнение и директно водят до увеличение на разходите за труд.

Съгласно гореизложеното дружеството счита, че разходите за персонал за прогнозната година следвайки описаните реалности на пазара на труда и исканията на синдикалните организации се очаква да достигнат xx xxx хил.лв.

**Други разходи за регулирана дейност** са на обща стойност x xxx хил.лв. и представляват x,x % в структурата на оперативните разходи. Другите разходи се разпределят в следните основни пера:

**Класификация на разходите по регулирани дейности, които ги предизвикват**

Съгласно разпоредбите на т.18 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи са разпределени по нива на напрежение и разходни центрове в Таблица 6 и Таблица 7 от които е видно, че оперативните разходи необходими за експлоатация и поддръжка са xxx xxx хил.лв., а административните и с общо предназначение разходи са xx xxx хил.лв.

В таблицата е представена детайла разбивка на разходите за експлоатация и поддръжка по икономически елементи:

В справка 7А от ценообразуващите таблици е представена матрица на разходите по дейности (разходни центрове) и икономически елементи за базисната и прогнозната година:

С цел по-задълбочен анализ и съпоставимост както и оценка на ефективността и оптимизирането на разходите по дейности е изготвена калкулация на разходите по дейности за единица релевантна за конкретната дейност:

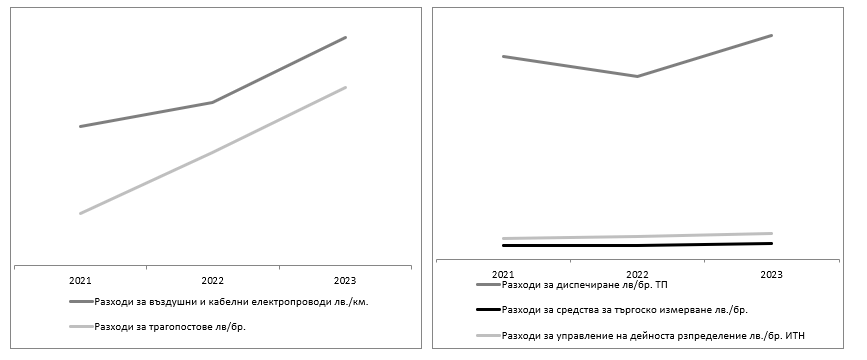
* Разходите за въздушни и кабелни линии са изчислени за 1 километър - лв./км
* Разходите за трафопостове са изчислени за 1 бр. трафопост - лв./бр. трафопост
* Разходи за диспечиране са изчислени за 1 бр. трафопостове - лв./бр. трафопост
* Разходите за измервателни средства са изчислени за 1 бр. измервателен уред – лв./бр. измервателен уред
* Разходите за управление на дейността за 1 бр. ИТН - лв./бр. ИТН

Анализът показва, че се наблюдава увеличение на разходите с xx% за единица при дейностите свързани с кабелни и въздушни линии изчислени за 1 км, както и разходите за 1 бр. трафопост с xx% за анализираният период, което основно се дължи на увеличение на разходите за персонал и разходи за външни услуги по поддръжка.

При разходите за дейността диспечиране изчислени за 1бр. трафопост се наблюдава увеличение с xx%.

Разходите за дейности свързани с измерване за 1 бр. електромер се увеличават с xx% за последните 3 г.

Разходите за управление за 1 бр. ИТН нарастват с xx% през последните 3г.



Съгласно гореизложеното дружеството счита, че разходите по дейности свързани с пренос и достъп до електроразпределителната мрежа нарастват значително през наблюдаваните периоди, като често надвишават и стойността на инфлацията.

Административните разходи и разходи с общо предназначение са представени в таблица 6 и Таблица 7.

От тях разходите за материали са xx хил.лв., разходите за външни услуги са xx xxx хил.лв., разходите за персонал са xxx хил.лв. и други разходи xxx хил.лв.

Видно е че най-голям дял в административните разходи (xx,x%) заемат разходите за външни услуги. Това се дължи на факта, че административната дейност е организирана и изнесена от дружеството в отделна компания ЕВН Център за услуги ООД с цел постигане на оптимална ефективност в административните дейности.

Разходите за административни услуги представляват основно разходи за възнаграждения и социални осигуровки за персонала, който извършва административните дейности, като например правни, счетоводни, финансови, дейности по материално снабдяване, енергийно планиране, дейности по администриране на човешки ресурси, деловодна дейност и други поради което зависят от тренда, който се наблюдава в развитието на разходите за персонал.

Въпреки това дружеството е организирало счетоводната си отчетност така, че да може да анализира разходите по видове административни дейности.

Детайлна разбивка на разходите за външни услуги в административните разходите са приложени в таблицата по-долу.

Въз основа на направените дотук обосновки **оперативните разходи** за седми регулаторен период са в размер на **xxx xxx** **хил.лв.**

## Разходи за балансиране

С решение Ц14- от 01.07.2023 г. на КЕВР за Третата ценова година от Шестия 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 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.

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.

Петнадесет минутните прогнози на енергията за покриване на технологичните разходи се изготвят на база на петнадесет минутните прогнози на товара на лицензионната територия на дружеството и прогнозния месечен процент на технологичните разходи. За прогнозиране на петнадесет минутния 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 ЕСО, решенията на КЕВР за определяне на пределни цени за доставяне на балансираща енергия, като и цените на сегмент ден-напред на БНЕБ, както и възможността за нетиране на отклонения чрез участие в балансиращи групи. В таблицата по-долу са показани средните месечни почасови цени за недостиг и излишък, които определя ЕСО, както и екстремните стойности, до които са достигали:

Анализът от дейността през периода 01.2023 – 12.2023 показва, че средно-претегленото отклонение в прогнозата на технологичния разход е 3,18%, което при 15 минутните цени на ЕСО за балансираща енергия има финансово изражение от 2,74 лв. на реално измерен МВтч технологичен разход. Същият този разход възлиза на 1,2 % от общият разход за закупуване на енергия – покупка по график плюс разход за балансиране.

Допълнителен фактор, влияещ върху разхода за балансиране е и цената за закупуване на ел. енергия, върху която ЕР Юг няма контрол, тъй като дружеството е задължено да закупува нужната енергия за покриване на технологичните разходи изцяло чрез Българска Нeзависима 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 и влияят от решения на КЕВР, определящи пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, като последното решение, влязло в сила от 01.01.2024 г. отново увеличи разликите между цените за недостиг и излишък и съответно, води до по-големи разходи за небаланс при същата точност на прогнозиране.

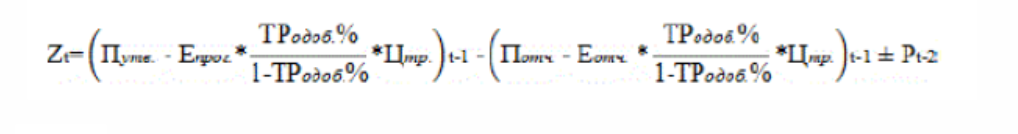
С присъединяването на ЕСО към PICASSO до м. юни 2024 ([PICASSO\_9th\_Accession\_roadmap\_ext.pdf (windows.net)](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/PICASSO_9th_Accession_roadmap_ext.pdf)) и отпадането на лимитите за предоставяне на услуги на пазара за балансираща енергия, очакваме драстично увеличаване на разходите, тъй като резултатите от работата на тези платформи показва достигане на цена на 1000 евро/MWh в някои интервали на сетълмент ([Picasso\_KPI\_Report\_FV\_2022\_2023.pdf (windows.net)](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/Picasso_KPI_Report_FV_2022_2023.pdf)).

**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 и запазване на отклонение на прогнозата около x%, дружеството счита, че разходите за балансиране, следва да бъдат в размер поне на **x,xx лв./МВтч., което е x,x %** от общия разход за енергия за технологични разходи.

## Z фактор

Съгласно чл.38 ал. 4 и ал.5 от Наредба 1 за целите на ценообразуване на първата година от седми регулаторен период е изчислен Z фактор, като е приложена формулата в ал.4:



където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, xxx xxx хил. лв.;

Потч. - отчетените приходи, xxx xxx хил. лв.;

Епрог. - прогнозните количества пренесена електрическа енергия, x xxx xxx MWh;

Еотч. - отчетените количества пренесена електрическа енергия, x xxx xxx MWh;

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

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, xxx,xx лв./MWh;

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, xxx,xx лв./MWh;

За определянето на цената са използвани отчетни данни за закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ по съответните цени за месеците юли 2023- февруари 2024 и прогнозни данни за месеците март, април, май и юни 2024, в резултат на което по реда на ал. 8 е калкулирана цена xxx,xx лв./MWh, която се отклонява с повече от x% от утвърдената пазарна цена и затова Цтр.1 е преизчислена в размер на xxx,xx лв./MWh.

Рt-2 - корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Zt-1, (минус) -xxx хил. лв.;

t - ценовият период.

Приложена е Справка 9 с калкулация на фактор Z за трета ценова година, в която количествата и приходите от пренесена енергия са на база отчетни данни до м. Февруари 2024г. и прогнозни стойности за месеците Март, Април, Май и Юни 2024г. При определяне на прогнозните цени за покупка на технологичните разходи за периода Март – Юни 2024г. дружеството се е основавало на подхода, който КЕВР е използвала при определянето на прогнозна пазарна цена в решение Ц-14/30.06.2023г. 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 ЕЕХ (European Energy Exchange), за Унгария с дата на търговия 15.03.2024. Използвана е платформата за търговия Futures (eex.com).

При така описания подход е калкулиран фактор Z за трета ценова година в размер на **(минус) -xx xxx хил. лв.**

Направена е калкулация на параметъра Рt-2, изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, включен в Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месец юни 2023 г.

Изчисленията на параметъра Рt-2 са извършени както следва

1. Прилагайки формулата в чл.38 ал. 7 от Наредба 1, е калкулиран фактор Zt-1 за втора ценова година, в размер на (минус) -xx xxx хил. лв.

2. От така изчисления фактор Zt-1 е извадена стойността на фактор Z включена в ценово решение Ц-14/30.06.2023г. в размер на (минус) -xx xxx хил. лв.

В резултат е калкулиран параметъра Рt-2 в размер на **(минус) -xxx хил. лв.**

Приложена е Справка 9А с калкулация на параметъра Рt-2.

Детайлната калкулация на Z фактора може да бъде проследена в Таблица 9, Таблица 9А и Таблица 9В.

Общата стойност на Z фактора с който може да се коригират необходимите приходи за първата година от седми регулаторен период е **(минус) -xx xxx хил.лв.**

## Годишна корекция на необходимите приходи съгласно чл.38, ал.3, т.3 от Наредба 1

Размера на корекцията отразява разликата между отчетените инвестиции за периода 2021г. и 2022г. и 2023г. и планирани инвестиции по години за регулаторния период 2021-2023г.

Приложена е таблица 2С1, в която е направена калкулация на корекцията съгласно чл.38, ал.3, т.3 от Наредба 1.

Размера на **корекцията** с която трябва да се увеличат необходимите приходи на дружеството за първата година от седми регулаторен период е **-xxx хил.лв**

## Класификация на оперативните разходи, технологични разходи и разходите за амортизации за регулирана дейност като постоянни и променливи

Съгласно разпоредбите на т.19 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи, технологични разходи и амортизации са разгледани в контекста на тяхната класификация като постоянни и променливи.

За тази цел дружеството е направило анализ на разходите по лицензионни дейности съгласно дефинираните дейности в Таблица 7 от Минималните изисквания на КЕВР.

Разходите са разпределят на постоянни и променливи спрямо тяхното влияние от потреблението на електрическа енергия.

Всички гореописани разходи, които се класифицират като постоянни и трябва да бъдат покрити от услугата достъп до електроразпределителната мрежа, са на обща стойност xxx xxx хил.лв., така както са посочени в Таблица 7.

Променливите разходи, които трябва да бъдат покрити от услугите по пренос на ел. енергия по разпределителната мрежа са в размер на xxx xxx хил.лв.

Детайлно разпределение на постоянните и променливи разходи по дейности и нива на напрежение са представени в таблица 7.

## Ценообразуващи елементи за Седми регулаторен период

В резултат на направената дотук обосновка са определени ценообразуващите елементи и цените за първата година, от Седми регулаторен период, по които ЕР Юг следва да предоставя услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа.

Ценообразуващи елементи за първа ценова година от Седми регулаторен период са представени в таблицата по-долу:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***Първа ценова година от Седми регулаторен период*** | | |
| 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 (р.4\*р.5), хил. лв. | xx xxx |
| 7 | Корекция с фактор Z, хил. лв. | - xx xxx |
| 8 | Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв. | - xxx |
| **9** | **Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8), хил. лв.** | **xxx xxx** |
| **10** | **Количество електрическа енергия за разпределение, МВтч.** | **x xxx xxx** |

# Цени

Необходимите приходи на дружеството за първата година от седми регулаторен период са калкулирани на база на стойностите получени за всеки от параметрите анализирани и посочени в т. VII и следната формула:

НП = Р + (РБА \* НВ),

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р - годишните разходи за дейността по лицензията включващи технологични разходи (т. VII,B), разходи за балансиране (VII,G), оперативни разходи(VII,F), годишни разходи за амортизация на активи използвани за дейността разпределение(VII,E);

РБА - регулаторна база на активите (VII, C);

НВ – норма на възвръщаемост, калкулирана на база на WACC (VII, D)

НП = (xxx xxx + x xxx + xxx xxx + xx xxx) + (xxx xxx \* x,xx%)

НП = xxx xxx хил.лв.

Като се вземат предвид корекциите на необходимите приходи описани в т. H и т. I необходимите приходи за първата година от седми регулаторен период могат да бъдат калкулирани по следния начин:

НП = xxx xxx – xx xxx -xxx = xxx xxx

Следователно необходимите приходи за първата година от седми регулаторен период са **xxx xxx хил.лв.**

Те са разпределени детайлно по видове услуги и нива на напрежение така както се предизвикват от клиентите, като се взема предвид и разпределението на постоянни и променливи разходи.

- За услугата достъп до разпределителната мрежа общо за битови и небитови клиенти **xxx xxx хил.лв.**

- За услугата пренос през разпределителната мрежа **xxx xxx хил.лв.**

**-** Ср. Н за всички клиенти на дружеството (без директно присъединени към мрежа високо напрежение) xx xxx хил.лв.

**-** Н. Н (само за клиенти присъединени към мрежа Н.Н) xxx xxx хил.лв.

Детайлно разпределение на необходимите приходи по услугите, които ги предизвикват е представена в Таблица 7.

## Цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови и битови клиенти

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

Цдост. Небитови Клиенти = НПдост. / М / 365 дни

където:

Цдост. Небитови Клиенти – цена за достъп на небитови клиенти, лв./кВт/ден

НПдост. Небитови Клиенти – необходими приходи за услугата достъп на небитови клиенти, лв.

М – предоставена мощност за ценовия период за небитови, кВт

Цдост. = xxx xxx хил.лв / x xxx xxx Кв. / 365 дни

**Цдост. = x,xxxxx лв./кВт./ден**

Цената за достъп на битови клиенти се изчислява в лв. на един брой точка на потребление на битов клиент по следната формула:

Цдост. Битови Клиенти = НПдост. бит / ТП / 12 месеца

където:

Цдост.– цена за достъп на битови клиенти, лв./ ТП /месец

НПдост. Битови Клиенти – необходими приходи за услугата достъп на битови клиенти, лв.

ТП– прогнозни точка на потребление на битови клиенти, брой

Цдост. Битови Клиенти = xx xxx хил.лв / x xxx xxx / 12 месеца

**Цдост. Битови Клиенти = x,xx лв./ ТП /месец**

## Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение

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

Цр.(Ср.Н) = НПр. (Ср.Н) / 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 и доставена енергия в мрежа ниско напрежение кВтч.

Цр.(Ср.Н) = xx xxx хил.лв. / x xxx xxx кВтч

**Цр.(Ср.Н) = x,xxxxx лв./кВтч**

## Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение

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

Цр.(Н.Н) = НПр. (Н.Н) / 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.

Цр.(Н.Н) = xxx xxx хил.лв. / x xxx xxx кВтч

**Цр.(Н.Н) = x,xxxxx лв./кВтч**

Клиентите присъединени към мрежа ниско напрежение заплащат обща цена за пренос ниско напрежение равна на сбора между цена за пренос на средно напрежение и цена за пренос само през мрежа ниско напрежение по формулата:

Цр.обща (Н.Н) = Цр.(Ср.Н) + Цр.(Н.Н)

Цр.обща (Н.Н) = x,xxxxx лв./кВтч + x,xxxxx лв./кВтч

**Цр.обща (Н.Н) = x,xxxxx лв./кВтч**

**„Електроразпределение Юг“ ЕАД**

Росица Русева Велко Куршумов

Ръководител отдел Контролинг и трежъри Финансов директор

Димчо Костов Стойчо Вълчев

Прокурист Изпълнителен член на

Съвета на директорите