

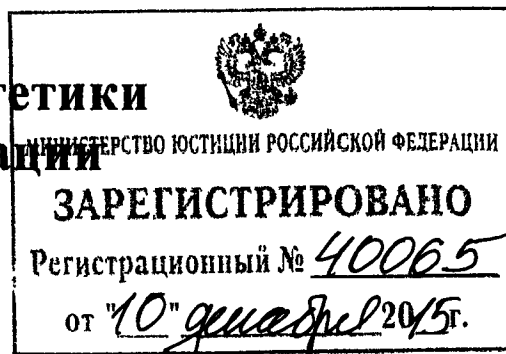


**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

2 ноября 2015г.

Москва

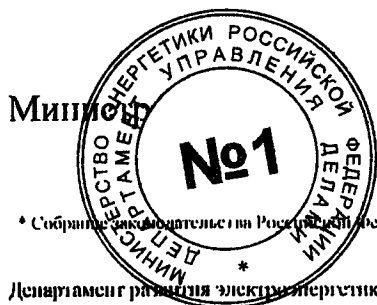


№ 828

Об утверждении Методики расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности)

В соответствии с пунктом 6 постановления Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 16, ст. 1922; № 42, ст. 5397; 2011, № 14, ст. 1916; 2012, № 4, ст. 504; 2014, №23, ст. 2994)* приказываю:

Утвердить прилагаемую Методику расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности).



А.В. Новак

* Собрание законодательства Российской Федерации, № 34, ст. 4677, 2015, № 36, ст. 5034

МЕТОДИКА
расчета значения доли компенсируемых затрат,
отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической
энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности)

I. Общие положения

1. Методика расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности) (далее – Методика) предназначена для использования коммерческим оператором оптового рынка (далее – коммерческий оператор) при определении уточненных значений долей компенсируемых затрат, отражающих прогнозную прибыль от продажи электрической энергии генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам, предусмотренным абзацем вторым подпункта 10 пункта 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916; № 42, ст. 5919; 2012, № 4, ст. 504; ст. 505; № 20, ст. 2539; № 23, ст. 3008; № 28, ст. 3906; 2013, № 1, ст. 68; № 6, ст. 565; № 8, ст. 825; № 22, ст. 2817; № 23, ст. 2909; № 31, ст. 4234; № 35, ст. 4528; 2014, № 9, ст. 908; № 19, ст. 2414; № 23, ст. 2994; № 34, ст. 4677; № 35, ст. 4769; 2015, № 2, ст. 477; № 5, ст. 827; № 9, ст. 1324; № 10, ст. 1540; № 20, ст. 2924; № 36, ст. 5034; № 37, ст. 5153) (далее – Правила оптового рынка, договоры о предоставлении мощности).

2. В соответствии с настоящей Методикой уточненные значения долей компенсируемых затрат, отражающих прогнозную прибыль от продажи электрической энергии рассчитываются для генерирующих объектов, в отношении которых соответствующими договорами о предоставлении мощности предусмотрено строительство или модернизация, реконструкция, техническое перевооружение.

Уточненное значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, в отношении затрат на генерирующий объект, предусмотренных подпунктом «г» пункта 4 Правил определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 16, ст. 1922; № 42, ст. 5397; 2011, № 14, ст. 1916) (далее – Правила определения цены на мощность), принимается равным значению, установленному для указанных затрат в отношении соответствующего вида генерирующего объекта (с учетом мощности генерирующего объекта) пунктами 6 – 9 Правил определения цены на мощность.

Уточненное значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, в отношении затрат на генерирующий объект, предусмотренных подпунктами «а» - «в» пункта 4 Правил определения цены на мощность (далее – уточненное значение доли затрат), определяется в порядке, предусмотренном настоящей Методикой.

3. В отношении генерирующих объектов, для которых Правилами определения цены на мощность в году Y (для Y равного 2012, 2013, 2014 и 2015) предусмотрено применение уточненного значения доли затрат (в случае ее отличия от значения доли затрат, используемой при определении цены на мощность, более чем на 10%), уточненное значение доли затрат на период с 1 января года Y по 31 декабря $Y+2$ года принимается равным величине доли компенсируемых затрат, применявшейся при расчете цены на мощность данного объекта в декабре года $Y-1$.

II. Определение уточненных значений доли затрат для генерирующих объектов, строительство которых предусмотрено договорами о предоставлении мощности

4. Уточненное значение доли затрат для генерирующего объекта ($K_{psc}^{X,g}$), строительство которого предусмотрено договорами о предоставлении мощности, принимается равным величине уточненного значения доли затрат, рассчитанной

для соответствующей категории генерирующих объектов (С), к которой относится данный объект.

5. Формирование перечня категорий генерирующих объектов и расчет уточненных значений доли затрат для каждой из категорий генерирующих объектов проводится коммерческим оператором ежегодно в сроки, установленные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка (далее – договор о присоединении).

6. В целях расчета уточненного значения доли затрат в текущем году (Х) коммерческий оператор формирует перечень генерирующих объектов, для которых Правилами определения цены на мощность и соответствующими договорами о предоставлении мощности в текущем году (Х) предусмотрено применение уточненного значения доли затрат (в случае ее отличия от значения доли затрат, используемой при определении цены на мощность, более чем на 10 %).

7. Перечень категорий генерирующих объектов в целях настоящей Методики формируется с учетом следующих параметров генерирующих объектов, включенных в перечень, определенный согласно пункту 5 настоящей Методики:

вид основного топлива генерирующего объекта;

мощность генерирующего объекта;

принадлежность генерирующего объекта к ценовой зоне оптового рынка;

принадлежность генерирующего объекта к климатической (температурной) зоне;

принадлежность генерирующего объекта к сейсмической зоне;

период, по истечении которого предусмотрен расчет уточненного значения доли затрат (3 года или 6 лет с начала поставки мощности).

8. Отнесение генерирующих объектов к определенной категории генерирующих объектов осуществляется с учетом следующих особенностей:

вид основного топлива генерирующего объекта определяется на основании пункта 3 Правил определения цены на мощность и соответствующими договорами о предоставлении мощности;

распределение генерирующих объектов по категориям исходя из их мощности с учетом вида основного топлива совпадает с распределением,

предусмотренным для определения капитальных затрат на возведение 1 кВт мощности генерирующего объекта пунктами 12 и 13 Правил определения цены на мощность;

принадлежность генерирующего объекта к климатической (температурной) зоне определяется в соответствии с Приложением № 1 к Правилам определения цены на мощность и значением коэффициента климатических зон, указанного в его отношении соответствующих договорах о предоставлении мощности;

генерирующий объект считается расположенным в сейсмической зоне, если коэффициент сейсмического влияния, указанный в отношении генерирующего объекта согласно Приложению № 2 к Правилам определения цены на мощность в соответствующих договорах о предоставлении мощности, превышает 1;

периоды, по истечении которых предусмотрен расчет уточненного значения доли затрат, определяются согласно пункту 10 Правил определения цены на мощность.

9. Отнесение генерирующего объекта к определенной категории генерирующих объектов, осуществленное для расчета уточненного значения доли затрат в году X, не пересматривается в течение периода, для которого Правилами определения цены на мощность и соответствующими договорами о предоставлении мощности предусмотрено применение уточненного значения доли затрат в случае ее отличия от значения доли затрат, используемого при определении цены на мощность, более чем на 10 %.

10. Мощность генерирующего объекта (N_g) для целей настоящей Методики определяется по следующей формуле:

$$N_g = \max\{N_g^{\text{уст}}; \min(1,1 \cdot N_g^{\text{уст}}; N_g^{\text{пред}})\}, \quad (1)$$

где

$N_g^{\text{уст}}$ – величина установленной мощности, указанная в отношении генерирующего объекта (g) в соответствующих договорах о предоставлении мощности;

$N_g^{\text{пред}}$ – максимальное из определенных в соответствии с договором о присоединении значений предельного объема мощности генерирующего объекта g

для всех месяцев поставки мощности объекта g , истекших к дате расчета уточненного значения доли затрат (если на момент расчета предельный объем мощности объекта g не определен, то $N_g^{\text{пред}}$ принимается равным $N_g^{\text{уст}}$).

11. Уточненное значение доли затрат ($K_{\text{рсс}}^X$) для категории генерирующих объектов C определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{рсс}}^X = \frac{\sum_{i=X}^{X+k-1} K_i}{k}, \quad (2)$$

где

k – количество лет, принимающее значение:

4 – для категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 6 лет с начала поставки мощности истекли до 1 января года X ;

3 – для категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 3 года с начала поставки мощности истекли до 1 января года X ;

K_i – доля затрат для года поставки (i), определяемая по формуле:

$$K_i = \max\{0; \min\{1 - \frac{Pr_i^{\text{пр}} + \Delta\Phi_{\text{с,х}} / k}{12 \cdot HBB_i^{\text{уд}}}\}\}, \quad (3)$$

где

$Pr_i^{\text{пр}}$ – удельная (на единицу мощности) прибыль за год поставки i ;

$\Delta\Phi_{\text{с,х}}$ – отклонение прибыли от продажи электрической энергии от учтенного при расчете доли затрат за предыдущий период значения отнесенного к категории C генерирующего объекта,

$HBB_i^{\text{уд}}$ – удельная месячная для года поставки i необходимая валовая выручка.

12. Для целей настоящей Методики $HBB_i^{\text{уд}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$HBB_i^{\text{уд}} = (KЭ_i + НИ_i + \Delta_i) \cdot K^{\text{сн}}, \quad (4)$$

где

$K^{\text{сн}}$ – коэффициент, отражающий потребление на собственные нужды, принимаемый равным:

1,033 – для категорий, включающих генерирующие объекты газовой генерации;

1,069 – для категорий, включающих генерирующие объекты угольной генерации;

1,005 – для категорий, включающих генерирующие объекты, являющиеся гидроэлектростанцией (частью гидроэлектростанции);

НИ, – среднемесячная сумма налога на имущество организаций, определяемая в порядке, предусмотренном Правилами определения цены на мощность, в отношении генерирующих объектов категории для декабря года *i* исходя из ставки налога на имущество организаций, равной максимальному значению, установленному Налоговым кодексом Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 32, ст. 3340; 2012, № 49, ст. 6747; 2013, № 44, ст. 5646; 2014, № 14, ст. 1544; № 48, ст. 6647, ст. 6660), при этом величина включенной в налоговую базу для исчисления налога на имущество организаций стоимости имущества, определенной с учетом расходов по оплате технологического присоединения, принимается равной нулю, а в качестве первого месяца поставки мощности генерирующего объекта принимается январь;

Δ , – величина, определяемая в соответствии с пунктом 11 Правил определения цены на мощность;

КЭ, – составляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат, определяемая для генерирующих объектов соответствующей категории в порядке, предусмотренном Правилами определения цены на мощность, с учетом следующих особенностей:

а) расчет проводится для декабря года *i*;

б) в расчете не учитываются (принимаются равными нулю) определенные для целей расчета цены на мощность согласно договору о присоединении значения платы за технологическое присоединение к электрическим и газовым сетям;

в) для расчета применяются следующие коэффициенты, отражающие наличие (отсутствие) резервного вида топлива или наличие независимых источников природного газа, определяемые для целей настоящей Методики:

0,95 – для категорий, включающих генерирующие объекты газовой генерации;

1 – для прочих категорий генерирующих объектов;

г) фактические значения индекса потребительских цен, не определенные на дату расчета значения доли затрат, принимаются равными величинам, определенным в уточненном (актуальном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации (в случае отсутствия на дату расчета указанной информации, величина индекса потребительских цен принимается равной последнему фактическому значению индекса потребительских цен);

д) не определенные на дату расчета значения доли затрат величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, выраженных в рублях, со сроком до погашения не менее 8 лет и не более 10 лет, принимаются равными последнему определенному в установленном порядке значению указанной величины;

е) ставка налога на прибыль организаций принимается равной максимальному значению, установленному Налоговым кодексом Российской Федерации;

ж) используется базовый уровень нормы доходности инвестиций, равный 14%;

з) используемая при определении цены на мощность компенсируемая за счет платы за мощность доля затрат принимается равной 1;

и) в качестве удельной величины капитальных затрат принимается величина капитальных затрат на возведение 1 кВт мощности генерирующего объекта, определенная для отнесенных к категории С генерирующих объектов в соответствии с пунктами 12 и 13 Правил определения цены на мощность;

к) применяются следующие значения коэффициентов сейсмического влияния:

коэффициент сейсмического влияния, наименьший из указанных для объектов угольной генерации в Приложении № 2 к Правилам определения цены на

мощность, – для категорий, включающих генерирующие объекты, которые расположены в сейсмических зонах первой ценовой зоны оптового рынка;

коэффициент сейсмического влияния, наименьший из указанных для объектов газовой генерации в Приложении № 2 к Правилам определения цены на мощность, – для категорий, включающих генерирующие объекты, которые расположены в сейсмических зонах второй ценовой зоны оптового рынка;

1 – для прочих категорий генерирующих объектов;

л) в отношении категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 6 лет с начала поставки мощности истекли до 1 января года X, расчет осуществляется для 7 (седьмого) года поставки мощности генерирующего объекта;

в отношении категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 3 года с начала поставки мощности истекли до 1 января года X, расчет осуществляется для 4 (четвертого) года поставки мощности генерирующего объекта.

13. Удельная (на единицу мощности) прибыль за год поставки i (Pr_i^{39}) рассчитывается в следующем порядке:

$$Pr_i^{39} = KIUM \cdot ЧЧ_i \cdot (1 - K^{PD}) \cdot (Ц_i^{PCB} - S_i^{отпуск}) / K^{сн}, \quad (5)$$

где

$ЧЧ_i$ – число часов в году поставки i , равное 8784 для високосных лет и 8760 для прочих;

$KIUM$ – коэффициент использования установленной мощности, для целей настоящей Методики принимаемый равным:

0,75 – в отношении категорий, включающих генерирующие объекты газовой генерации мощностью менее 150 МВт;

0,8 – в отношении категорий, включающих генерирующие объекты газовой генерации мощностью не менее 150 МВт и категорий, включающих генерирующие объекты угольной генерации мощностью не более 225 МВт;

0,85 – в отношении категорий, включающих генерирующие объекты угольной генерации мощностью более 225 МВт, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка;

0,9 – в отношении категорий, включающих генерирующие объекты угольной генерации мощностью более 225 МВт, расположенные во второй ценовой зоне оптового рынка;

K^{PD} – коэффициент, отражающий поставку электрической энергии по договорам, предусмотренным подпунктом 1 пункта 4 Правил оптового рынка (далее – регулируемые договоры), для целей настоящей Методики принимаемый равным:

0,17 – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне;

0,13 – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные во второй ценовой зоне;

C_i^{PCB} – прогнозная величина цены, определяемой путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков, осуществляемого за сутки до начала поставки (далее - РСВ) на год поставки i , определяемая по формуле (6) настоящей Методики;

$S_i^{отпуск}$ – удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии генерирующим объектом в году поставки i , определяемая в предусмотренном настоящей Методикой порядке для категорий, включающих генерирующие объекты газовой генерации, и категорий, включающих генерирующие объекты угольной генерации.

14. Прогнозная цена РСВ на год поставки i C_i^{PCB} определяется для категории генерирующих объектов C исходя из цен РСВ в следующих субъектах (группах субъектов) Российской Федерации (R_C):

Краснодарский край – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в соответствующих договорах о предоставлении мощности указано равное 1 значение коэффициента климатических зон;

Астраханская область – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в

соответствующих договорах о предоставлении мощности указано равное 1,075 значение коэффициента климатических зон;

Московская область и г. Москва – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в соответствующих договорах о предоставлении мощности указано равное 1,15 значение коэффициента климатических зон;

Челябинская область – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в соответствующих договорах о предоставлении мощности указано равное 1,225 значение коэффициента климатических зон;

Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ и Ямало-Ненецкий автономный округ – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в соответствующих договорах о предоставлении мощности указано равное 1,3 значение коэффициента климатических зон;

Красноярский край и Кемеровская область – для категорий, включающих генерирующие объекты, расположенные во второй ценовой зоне оптового рынка.

15. Прогнозная цена РСВ на год поставки i C_i^{PCB} определяется по следующей формуле:

$$C_i^{PCB} = \frac{\sum_{h \in X-1} \sum_{q \in R_C} C_{q,h} \cdot \text{ППП}_{q,h}}{\sum_{h \in X-1} \sum_{q \in R_C} \text{ППП}_{q,h}} \cdot \prod_{Y=X}^i PЦЭ_Y^C, \quad (6)$$

где

$C_{q,h}$ – цена электрической энергии в час (h), принадлежащий предыдущему году (X-1), в группе точек поставки в отношении генерирующего оборудования (q), отнесенной к соответствующему субъекту (группе субъектов) Российской Федерации R_C , рассчитанная для целей определения стоимости электрической энергии на сутки вперед в порядке, предусмотренном договором о присоединении;

$\text{ППП}_{q,h}$ – полный плановый объем производства электрической энергии в группе точек поставки в отношении генерирующего оборудования q, отнесенной к

соответствующему субъекту (группе субъектов) Российской Федерации R_C , в час (h), принадлежащий году $X-1$, определяемый в предусмотренном договором о присоединении порядке;

$PЦЭ_Y^C$ – прогноз роста цен на электрическую энергию на оптовом рынке в году (Y), принимаемый равным:

величине роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) за год Y согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации в случае если генерирующие объекты категории C расположены в первой ценовой зоне оптового рынка;

сумме 70 % от величины роста цен на уголь энергетический каменный за год Y согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации и 30 % от величины размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе за год Y согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации в случае если генерирующие объекты категории C расположены во второй ценовой зоне оптового рынка.

Если уточненный (актуальный) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации не содержит прогнозов роста (индексации) соответствующей величины за год Y, то в целях настоящей Методики в качестве прогноза роста (индексации) за год Y принимается прогноз роста (индексации) за год Y-1 в соответствии с уточненным (актуальным) прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

16. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии для категорий генерирующих объектов газовой генерации в году поставки i ($S_i^{отпуск}$) определяется в следующем порядке:

$$S_i^{отпуск} = \frac{(Ц_{C,i}^Г + Ц_{C,i}^{ТрY})}{КЭкв} \cdot УРУТ, \quad (7)$$

где

$КЭкв$ – калорийный эквивалент газа для категорий генерирующих объектов газовой генерации, для целей настоящей Методики принимаемый равным 1,129;

$УРУТ$ – удельный расход топлива (в единицах условного топлива) на полезный отпуск электрической энергии для категорий генерирующих объектов газовой генерации, для целей настоящей Методики принимаемый равным 227 граммам условного топлива на выработку 1 кВт*ч электрической энергии;

$Ц_{C,i}^r$ – определяемая для целей настоящей Методики цена природного газа на год поставки i , определяемая следующим образом:

если $i = X$, то $Ц_{C,i}^r$ – цена природного газа для года X ;

если $i > X$, то $Ц_{C,i}^r$ – произведение $Ц_{C,i-1}^r$ и величины роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) за период с 1 января до 31 декабря года поставки i , определенной согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации;

$Ц_{C,i}^{TPV}$ – прогноз на год поставки i расчетной величины удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа.

17. Цена природного газа для года X в отношении категории генерирующих объектов C определяется по следующей формуле:

$$Ц_{C,X}^r = \sum_{g \in C} (N_g \cdot Ц_g^r) / \sum_{g \in C} N_g, \quad (8)$$

$Ц_g^r$ - предельный минимальный уровень оптовых цен на газ, установленный для года X в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект g , действующий на момент расчета доли затрат.

Если для различных периодов года X установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на газ в соответствующих субъектах Российской Федерации, то для расчета доли затрат принимается средневзвешенная по числу дней в каждом из периодов величина предельных минимальных уровней оптовых цен на газ.

Если на момент расчета доли затрат соответствующие предельные минимальные уровни оптовых цен на газ для года X не утверждены, то в целях расчета доли затрат цена природного газа для года X принимается равной

произведению цены природного газа для года $X-1$ и величины роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) за период с 1 января до 31 декабря года X , определенной согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации.

18. Расчетная величина удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа ($C_{C,i}^{TPV}$), в 2011 году для категории генерирующих объектов определяется как произведение цены природного газа, определенной для 2011 года в отношении категории C , и коэффициента, равного 0,08.

Значение показателя $C_{C,i}^{TPV}$ для года поставки i , совпадающего с годом расчета X , ($C_{C,X}^{TPV}$) рассчитывается путем индексации за период с 1 января 2011 года до 1 января года X в соответствии с изменением индекса потребительских цен.

Для $i > X$ $C_{C,i}^{TPV}$ определяется как произведение $C_{C,X}^{TPV}$ и прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен за период с 1 января года X до 1 января года поставки i согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации.

19. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии для категорий генерирующих объектов угольной генерации в году поставки i ($S_i^{отпуск}$) определяется по следующей формуле:

$$S_i^{отпуск} = \begin{cases} TЭ_{C,X}^{рд}, & \text{для } i = X; \\ TЭ_{C,X}^{рд} \cdot \prod_{j=X+1}^i (0,7 \cdot PCY_j + 0,3 \cdot PT_j), & \text{для } i > X; \end{cases} \quad (9)$$

где

PCY_j – прогноз роста цен на уголь энергетический каменный за год j согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации;

PT_j – прогноз размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе за год j согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации;

$TЭ_{C,X}^{РА}$ – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, поставляемую по регулируемым договорам, для категории C генерирующих объектов угольной генерации на год X , определяемая по следующей формуле:

$$TЭ_{C,X}^{РА} = \sum_{g \in C} (N_g \cdot TЭ_{C,X,g}^{РА}) / \sum_{g \in C} N_g, \quad (10)$$

где

$TЭ_{C,X,g}^{РА}$, – величина, принимаемая для генерирующего объекта g категории C равной минимальному значению из:

регулируемой цены на электрическую энергию в целях поставки по регулируемым договорам в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – регулируемая цена на электрическую энергию) в году X , установленной в отношении генерирующего объекта g (если в отношении генерирующего объекта g на различные периоды года X установлены различные регулируемые цены на электрическую энергию, то применяется средневзвешенное значение указанных регулируемых цен, при этом в качестве весов используются указанные в отношении данных периодов в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации значения объемов выработки электрической энергии соответствующим генерирующим оборудованием);

произведения регулируемой цены на электрическую энергию в целях поставки по регулируемым договорам в году X , установленной для электрической станции (средневзвешенное значение регулируемых цен на электрическую энергию для года X , установленных в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к станции и на различных периодов года X , при этом в качестве весов используются указанные в отношении данных периодов в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации

значения объемов выработки электрической энергии соответствующим генерирующим оборудованием), к которой относится генерирующий объект g , и величины, равной отношению 300 граммов условного топлива на полезный отпуск 1 кВт*ч электрической энергии к величине норматива удельного расхода топлива (в единицах условного топлива) на полезный отпуск электрической энергии указанной электрической станции (в случае отсутствия на дату расчета доли затрат соответствующей информации, величина удельного расхода топлива (в единицах условного топлива) на полезный отпуск электрической энергии электрической станции принимается равной 360 граммам условного топлива на выработку 1 кВт*ч электрической энергии).

20. Для категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 3 (три) года с начала поставки мощности истекли до 1 января года X , отклонение прибыли от продажи электрической энергии от учтенного при расчете уточненного значения доли затрат за предыдущий период значения $\Delta\phi_{c,x}$ принимается равным 0 (нулю).

Для категорий, включающих генерирующие объекты, для которых 6 (шесть) лет с начала поставки мощности истекли до 1 января года X , $\Delta\phi_{c,x}$ определяется в следующем порядке:

$$\Delta\phi_{c,x} = \sum_{i=X-3}^{X-1} [КИУМ \cdot ЧЧ_i \cdot (1 - K^{PI}) \cdot \left(\frac{Ц_{i,\phi}^{PCB} - Ц_{i,n}^{PCB}}{K^{en}} \right) \cdot \prod_{j=i}^{X-1} (1 + НД_j) \cdot (1 + НД_{X-1})], \quad (11)$$

где

$Ц_{i,n}^{PCB}$ – прогнозная величина цены РСВ на год i , определенная по формуле (6) настоящей Методики при расчете уточненного значения доли затрат на период с года $X-3$ по год $X-1$;

$НД_j$ ($НД_{X-1}$) – фактическая норма доходности инвестированного капитала для года j ($X-1$), определенная в предусмотренном договором о присоединении порядке исходя из базовой нормы доходности, равной 14 процентам;

$Ц_{i,\phi}^{PCB}$ – фактическое значение цены РСВ за год i , определяемое в отношении категории генерирующих объектов C по следующей формуле:

$$C_{i,\phi}^{PCB} = \frac{\sum_{h \in I} \sum_{q \in R_i} C_{q,h} \cdot \text{ППП}_{q,h}}{\sum_{h \in I} \sum_{q \in R_i} \text{ППП}_{q,h}}, \quad (12)$$

III. Определение значений доли затрат для генерирующих объектов, в отношении которых согласно соответствующим договорам о предоставлении мощности проводится модернизация, реконструкция, техническое перевооружение

21. Уточненное значение доли затрат для генерирующего объекта, в отношении которого проводится модернизация, реконструкция, техническое перевооружение и в соответствующих договорах о предоставлении мощности указан признак модернизации, определяется коммерческим оператором на основании формулы (2) настоящей Методики, составляющие которой определяются в порядке, установленном пунктом 14 Правил определения цены на мощность для определения доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, с учетом следующего:

удельная месячная для года поставки i необходимая валовая выручка генерирующего объекта HBB_i^{yA} определяется в соответствии с настоящей Методикой исходя из величины капитальных затрат, экономическая обоснованность которой установлена в порядке, предусмотренном пунктом 14 Правил определения цены на мощность, по состоянию на дату расчета уточненного значения доли затрат;

удельная (на единицу мощности) прибыль за год поставки i для генерирующего объекта Pr_i^{39} рассчитывается в соответствии с формулой (5) настоящей Методики с учетом следующих особенностей:

значение показателя *КИУМ* принимается равным фактическому значению указанного показателя, определяемого по итогам работы генерирующего объекта на оптовом рынке;

значение показателя C_i^{PCB} определяется по формуле (6) настоящей Методики из значений показателей $C_{q,h}$ в группе точек поставки в отношении генерирующего оборудования этого генерирующего объекта;

удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии генерирующим объектом $S_i^{отпуск}$ определяется с учетом регулируемых цен на электрическую энергию, установленных в отношении генерирующего объекта для соответствующего года.

Уточненное значение доли затрат рассчитывается не ранее установления экономической обоснованности величины капитальных затрат в отношении соответствующего генерирующего объекта.

В случае отсутствия значений $KIUМ$ и $Ц_{g,h}$ в отношении генерирующего объекта, для расчета удельной прибыли за год поставки i генерирующего объекта используются средневзвешенные (по установленной мощности генерирующего оборудования соответствующих групп точек поставки) значения указанных показателей, определенные для групп точек поставки в отношении генерирующего оборудования электрической станции, к которой относится генерирующий объект.

Если на дату расчета уточненного значения доли затрат регулируемая цена на электрическую энергию в отношении генерирующего объекта для соответствующего года не установлена, то для расчета удельной (на единицу мощности) прибыли за год поставки i генерирующего объекта используется средневзвешенное значение регулируемых цен на электрическую энергию для соответствующего года, установленных в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к электрической станции, к которой относится генерирующий объект, и различных периодов соответствующего года, при этом в качестве весов используются указанные в отношении данных периодов в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации значения объемов выработки электрической энергии соответствующим генерирующим оборудованием.