Приложение № 1.10

к Протоколу № 12/2023 заочного голосования Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 23 августа 2023 года.

**VIII.4. Изменения, связанные с порядком распределения небаланса балансирующего рынка**

**Приложение № 1.10**

|  |
| --- |
| **Инициатор**: член Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» М.С. Андронов.  **Обоснование**: предлагается внести изменения в механизм распределения небаланса БР, направленные на учет особенностей, связанных с распределением небаланса БР, вызванного отклонениями ГЭС по инициативам ИВ- и ИВ1-.  Предлагается небаланс, вызванный отклонениями по инициативам ИВ1- и ИВ- ГЭС, распределять также как небаланс, вызванный отклонениями ГЭС по ИВ0- (пропорционально сальдированным по ГТП участника по ценовой зоне отклонениям).  **Дата вступления в силу**: 1 декабря 2023 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ИНИЦИАТИВ И СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ (Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **9.1** | … 2. Величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений ИВ0 ГЭС, определяемая следующим образом:  ;  где  – множество ГТП генерации гидроэлектростанций (за исключением ГАЭС), в отношении которых на данный час Системным оператором был передан признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу в соответствии с п. 2.2.3 настоящего Регламента, за исключением ГТП генерации ГЭС, входящих в множество {s}, определенное в соответствии с данным пунктом;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0 в сторону снижения, определенный для ГТП генерации *q* участника *j* в отношении часа *h* согласно п. 3.1 настоящего Регламента. | …  2. Величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений ИВ0, ИВ1, ИВ ГЭС, определяемая следующим образом:  ;  где  – множество ГТП генерации гидроэлектростанций (за исключением ГАЭС), за исключением ГТП генерации ГЭС, входящих в множество {s}, определенное в соответствии с данным пунктом;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0 в сторону снижения, определенный для ГТП генерации *q* участника *j* в отношении часа *h* согласно п. 3.1 настоящего Регламента.  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ1 в сторону снижения, определенный для ГТП генерации *q* участника *j* в отношении часа *h* согласно п. 3.1 настоящего Регламента.  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ в сторону снижения, определенный для ГТП генерации *q* участника *j* в отношении часа *h* согласно п. 3.1 настоящего Регламента. |

Приложение № 1.11

к Протоколу № 12/2023 заочного голосования Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 23 августа 2023 года.

**Приложение № 1.11**

|  |
| --- |
| **Инициатор**: член Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» М.С. Андронов.  **Обоснование**: предлагается внести изменения в механизм распределения небаланса БР, направленные на стимулирование участников зарубежных энергосистем к более точному планированию.  В качестве стимулирующих мер для участников зарубежных рынков предлагается при распределении небаланса в отношении ГТП экспорта и импорта в случае превышения отклонений по собственной инициативе коридора на параллельную работу менее чем на 20 % применять повышающий коэффициент 1,2, при превышении от 20 % до 50 % – коэффициент 2, а при превышении более чем на 50 % – повышающий коэффициент 2,3.  Предлагается принять для целей технической реализации.  **Дата вступления в силу**: с первого числа месяца, следующего за датой вступления в силу изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, предусматривающих возможность стимулирования работы зарубежных энергосистем преимущественно в плановом режиме, в том числе путем распределения отрицательного небаланса балансирующего рынка в отношении ГТП экспорта (импорта) с применением повышающих коэффициентов, размер которых зависит от объема отклонений по собственной инициативе в таких ГТП. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ИНИЦИАТИВ И СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ (Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.4.4** | … | …  Коммерческий оператор определяет для каждого часа операционных суток коэффициент следующим образом:  если , то ;  если , то ;  если , то ;  если , то ;  если не установлен, то . |
| **2.4.9** | **Добавить пункт** | В целях распределения отрицательного стоимостного небаланса балансирующего рынка Коммерческий оператор определяет величины и для ГТП экспорта и ГТП импорта следующим образом:  ,  где определяется в соответствии с п. 2.4.4 настоящего Регламента. |
| **9.1** | 5. Величина прочих (общих) составляющих небаланса, определяемая следующим образом:  .  Доля, пропорционально которой распределяется величина прочих (общих) составляющих небаланса балансирующего рынка,  определяется исходя из:  а) составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП в совокупном объеме всех составляющих величин по собственной инициативе, за исключением:  1) объемов отклонений по собственной инициативе в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации  в ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика;  2) указанных в п. 2.2.6 настоящего Регламента объемов отклонений по собственной инициативе в пределах допустимого диапазона отклонений  в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер);  3) объемов отклонений по ГТП экспорта (импорта), зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  4) величин отклонений по собственной инициативе, возникших в результате несоответствия данных, учтенных при формировании расчетной модели и проведении конкурентного отбора ценовых заявок в РСВ, данным, заявляемым участником оптового рынка, определенных в отношении блок-станций, не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p*, либо в отношении ГТП потребления *p,* указанных в п. 2.6.1 настоящего Регламента, определенных следующим образом:  Величина передается СО в КО в соответствии с п 2.6 настоящего Регламента.  В случае отсутствия переданной СО в КО величины , значение ;  5) величин отклонений по собственной инициативе, обусловленных согласованным с СО на основании диспетчерских заявок на заявленный режим работы снижением объема фактического производства электрической энергии по условиям топливообеспечения и (или) минимизации расхода моторесурса в отношении ГТП генерации, зарегистрированной на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенной к территории Республики Крым или г. Севастополя, определенных следующих образом:    – объем уточненного диспетчерского графика, сформированный СО с учетом согласованных предложений участника оптового рынка по снижению диспетчерского графика по собственной инициативе в отношении часа *h* операционных суток по ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i*;  – объем УДГ, сформированный СО в отношении часа *h* операционных суток по ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i*;  *q* – ГТП генерации, зарегистрированная на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенная к территории Республики Крым или г. Севастополя;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток.  Величины  и  передаются СО в КО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента. В случае отсутствия переданной СО в КО хотя бы одной из величин  и  значение . Для ГТП генерации, не являющихся ГТП генерации, зарегистрированной на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенной к территории Республики Крым или г. Севастополь, значение ;  6) объемов отклонений по собственной инициативе в пределах объема , переданного СО, , определенный в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта и ГТП импорта – составляющих величин отклонения по собственной инициативе , , ,, определенных в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента, при этом величина  используется без корректировки на величину  ; для ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, по которому осуществляется энергоснабжение энергорайона на территории Омской области или Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, не используются объемы отклонений  и ;  в) объемов внешней инициативы , определенных в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;  в первой ценовой зоне отдельно, отдельно во второй ценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  где*j* – участник оптового рынка;  *k –* ГТП участника;  *h –* час;  *m –* расчетный период;  ― объем электрической энергии в ценопринимающей подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка на данный час операционных суток, определенной согласно подпункту 22 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не включенный в объемы планового почасового потребления, но составляющий часть фактического потребления в соответствующей ГТП потребления *p* участника оптового рынка *j* в час суток *h*;  ;  ― объем ценопринимающей части в ценовой заявке участника оптового рынка по ГТП потребления, определенной согласно подпункту 22 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Для целей распределения составляющих небаланса ,  и , доли , ,  и  определяются исходя из составляющих величин , , , ,  , , взятых по абсолютному значению, следующим образом:  • в случае если , то  для ГТП :  ;  для ГТП :  ;  • в случае если , то  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то  ,  где  ;  ;  для ГТП экспорта составляющие величины отклонений по собственной инициативе  и  определяются в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента, при этом величина  используется без корректировки на величину ;  *N –* множество ГТП потребления (включая ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС, ГТП экспорта) в ценовой зоне *z* оптового рынка, не относящихся к ГТП потребления гарантирующих поставщиков;  *S –* множество ГТП потребления в ценовой зоне *z* оптового рынка, относящихся к ГТП гарантирующих поставщиков, в том числе ГТП потребления гарантирующего поставщика, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным гарантирующим поставщиком ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика.  Доли, пропорционально которым распределяются составляющая небаланса, вызванная оплатой отклонений ИВ0 ГЭС , составляющая небаланса, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов Ю, и составляющая небаланса, суммарная стоимость регулировочной инициативы генерации в ценовой зоне , определяются следующим образом:  • для ГТП генерации и ГТП импорта:  ; | 5. Величина прочих (общих) составляющих небаланса, определяемая следующим образом:  .  Доля, пропорционально которой распределяется величина прочих (общих) составляющих небаланса балансирующего рынка,  определяется исходя из:  а) составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП в совокупном объеме всех составляющих величин по собственной инициативе, за исключением:  1) объемов отклонений по собственной инициативе в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации  в ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика;  2) указанных в п. 2.2.6 настоящего Регламента объемов отклонений по собственной инициативе в пределах допустимого диапазона отклонений  в ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер);  3) объемов отклонений по ГТП экспорта (импорта), зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  4) величин отклонений по собственной инициативе, возникших в результате несоответствия данных, учтенных при формировании расчетной модели и проведении конкурентного отбора ценовых заявок в РСВ, данным, заявляемым участником оптового рынка, определенных в отношении блок-станций, не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p*, либо в отношении ГТП потребления *p,* указанных в п. 2.6.1 настоящего Регламента, определенных следующим образом:  Величина передается СО в КО в соответствии с п 2.6 настоящего Регламента.  В случае отсутствия переданной СО в КО величины , значение ;  5) величин отклонений по собственной инициативе, обусловленных согласованным с СО на основании диспетчерских заявок на заявленный режим работы снижением объема фактического производства электрической энергии по условиям топливообеспечения и (или) минимизации расхода моторесурса в отношении ГТП генерации, зарегистрированной на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенной к территории Республики Крым или г. Севастополя, определенных следующих образом:    – объем уточненного диспетчерского графика, сформированный СО с учетом согласованных предложений участника оптового рынка по снижению диспетчерского графика по собственной инициативе в отношении часа *h* операционных суток по ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i*;  – объем УДГ, сформированный СО в отношении часа *h* операционных суток по ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i*;  *q* – ГТП генерации, зарегистрированная на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенная к территории Республики Крым или г. Севастополя;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток.  Величины  и  передаются СО в КО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента. В случае отсутствия переданной СО в КО хотя бы одной из величин  и  значение . Для ГТП генерации, не являющихся ГТП генерации, зарегистрированной на оптовом рынке в отношении генерирующего оборудования определенных в соответствии с п. 4.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) мобильных (передвижных) генерирующих объектов и отнесенной к территории Республики Крым или г. Севастополь, значение ;  6) объемов отклонений по собственной инициативе в пределах объема , переданного СО, , определенный в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта и ГТП импорта – составляющих величин отклонения по собственной инициативе , , ,, , определенных в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента при этом величина  используется без корректировки на величину  ;  для ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, по которому осуществляется энергоснабжение энергорайона на территории Омской области или Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью, не используются объемы отклонений  и ;  в) объемов внешней инициативы , определенных в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;  в первой ценовой зоне отдельно, отдельно во второй ценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  где*j* – участник оптового рынка;  *k –* ГТП участника;  *h –* час;  *m –* расчетный период;  ― объем электрической энергии в ценопринимающей подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка на данный час операционных суток, определенной согласно подпункту 22 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не включенный в объемы планового почасового потребления, но составляющий часть фактического потребления в соответствующей ГТП потребления *p* участника оптового рынка *j* в час суток *h*;  ;  ― объем ценопринимающей части в ценовой заявке участника оптового рынка по ГТП потребления, определенной согласно подпункту 22 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Для целей распределения составляющих небаланса ,  и , доли , ,  и  определяются исходя из составляющих величин , , , ,  , , взятых по абсолютному значению, следующим образом:  • в случае если , то  для ГТП :  ;  для ГТП :  ;  • в случае если , то  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то  ,  где  ;  ;  *N –* множество ГТП потребления (включая ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС) в ценовой зоне *z* оптового рынка, не относящихся к ГТП потребления гарантирующих поставщиков;  *S –* множество ГТП потребления в ценовой зоне *z* оптового рынка, относящихся к ГТП гарантирующих поставщиков, в том числе ГТП потребления гарантирующего поставщика, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным гарантирующим поставщиком ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика.  Доли, пропорционально которым распределяются составляющая небаланса, вызванная оплатой отклонений ГЭС , составляющая небаланса, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов , и составляющая небаланса, суммарная стоимость регулировочной инициативы генерации в ценовой зоне , определяются следующим образом:  • для ГТП генерации и ГТП импорта, ГТП экспорта:  ; |

**Действующая редакция**

**Приложение 5**

**Отчет о величине корректировки небаланса балансирующего рынка в ценовых зонах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | I - я Ценовая зона (Европа) | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | II - я Ценовая зона (Сибирь) | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

где

– расчетный период;

 – номер итерации при распределении разницы суммарных обязательств участников и суммарных требований участников;

 – разница суммарных обязательств участников и суммарных требований участников, определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента (руб.);

 – корректировка ГЭС, равная сумме по всем ГТП в ценовой зоне величины , определенной в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.), ;

 – величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений ИВО ГЭС, определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов, определенная в соответствии с подпунктом 3 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – суммарная стоимость регулировочной инициативы, определенная в соответствии с подпунктом 4 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина прочих (общих) составляющих небаланса, определенная в соответствии с подпунктом 5 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе и внешней инициативе в данной ценовой зоне, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне , определенный для множества ГТП потребления и ГТП экспорта (кВт·ч);

– суммарный по ценовой зоне объем внешней инициативы , сформированный в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне для ГТП потребления с учетом отнесения/неотнесения к ГТП гарантирующих поставщиков, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

 – величина положительной разницы, распределенная потребителям, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина положительной разницы, распределенная генераторам (потребителям с РН), определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная величина объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период по ценовой зоне для распределения положительной разницы по потребителям, определенная как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.2 настоящего Регламента (кВт·ч);

 – совокупный объем исполненных внешних инициатив по ценовой зоне для распределения положительной разницы по генераторам (потребителям с РН), определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.3 настоящего Регламента (кВт·ч).

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 5**

**Отчет о величине корректировки небаланса балансирующего рынка в ценовых зонах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | I - я Ценовая зона (Европа) | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | II - я Ценовая зона (Сибирь) | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |

где

– расчетный период;

 – номер итерации при распределении разницы суммарных обязательств участников и суммарных требований участников;

 – разница суммарных обязательств участников и суммарных требований участников, определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента (руб.);

 – корректировка ГЭС, равная сумме по всем ГТП в ценовой зоне величины , определенной в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.), ;

 – величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений по ИВ1, ИВО и ИВ для ГТП ГЭС, определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов, определенная в соответствии с подпунктом 3 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – суммарная стоимость регулировочной инициативы, определенная в соответствии с подпунктом 4 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина прочих (общих) составляющих небаланса, определенная в соответствии с подпунктом 5 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе и внешней инициативе в данной ценовой зоне, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне , определенный для множества ГТП потребления (кВт·ч);

– суммарный по ценовой зоне объем внешней инициативы , сформированный в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;

Суммарные по ценовой зоне объемы собственных инициатив:

, где – величина, определенная для ГТП экспорта и ГТП импорта в соответствии с пунктом 2.4.9 настоящего Регламента (кВт·ч);

 – совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне для ГТП потребления с учетом отнесения/неотнесения к ГТП гарантирующих поставщиков, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

 – величина положительной разницы, распределенная потребителям, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

 – величина положительной разницы, распределенная генераторам (потребителям с РН), определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная величина объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период по ценовой зоне для распределения положительной разницы по потребителям, определенная как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.2 настоящего Регламента (кВт·ч);

 – совокупный объем исполненных внешних инициатив по ценовой зоне для распределения положительной разницы по генераторам (потребителям с РН), определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.3 настоящего Регламента (кВт·ч).