**IX.1. Изменения, связанные с уточнением положений регламентов оптового рынка**

**Приложение № 9.1.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** необходимо уточнить различные нормы регламентов оптового рынка, в том числе в Регламенте мониторинга энергосбытовой деятельности гарантирующих поставщиков и энергосбытовых организаций (Приложение № 29 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) актуализировать коэффициент, отражающий величину НДС, в Регламенте финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)предусмотреть возможность направления реестров ранее предусмотренной в настоящий момент даты, в Регламенте проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)оптимизировать срок передачи от АО «АТС» в АО «ЦФР» Реестра изменений ДПМ ВИЭ в связи с передачей прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ новому продавцу, в Перечне определений и принятых сокращений (Приложение № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) учесть перенос выходных дней в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации, а также внести иные технические изменения в регламенты оптового рынка.  **Дата вступления в силу:** 1 января 2019 года. |

**Предложение по изменению РЕГЛАМЕНТА МОНИТОРИНГА ЭНЕРГОСБЫТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ И ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ (Приложение № 29 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.2.1** | Расчет фактического значения индикатора К3 осуществляется на основе данных форм № 103а и № 103б по формуле:  К3 = [((стр.1520 – стр.1522 + стр.1520\* - стр.1522\*) / 2) / ((стр. 2110 - стр. 2110\*)\*1,18)] \* T | Расчет фактического значения индикатора К3 осуществляется на основе данных форм № 103а и № 103б по формуле:  К3 = [((стр.1520 – стр.1522 + стр.1520\* - стр.1522\*) / 2) / ((стр. 2110 - стр. 2110\*)\*1,20)] \* T |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СОГЛАШЕНИЕ о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № Д 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция *приложения 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| ASUD\_PART\_DVGRN\_DEL\_NOTICE | Уведомление об одностороннем отказе от Договора поручительства к ДПМ ВИЭ | Приложение № Д 6.4, п. 7 | docx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Word | 5 лет |  |

**Предлагаемая редакция *приложения 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| ASUD\_PART\_DVGRN\_DEL\_NOTICE | Уведомление об одностороннем отказе и расторжении Договора поручительства дляобеспечения исполнения обязательств поставщика мощности по ДПМ ВИЭ | Приложения № Д 6.4 и Д 6.9, п. 7 | docx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Word | 5 лет |  |

***Удалить позицию в приложении 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| ASUD\_PART\_DVGRN\_DEL\_NOTICE | Уведомление о расторжении договора поручительства дляобеспечения исполнения обязательств поставщика мощности по ДПМ ВИЭ | Приложения № Д 6.4 и Д 6.9, п. 7.4; Д 6.6, п. 3.7 | docx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Word | 5 лет |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.4.1** | **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  КО ежедневно (за исключением нерабочих дней) передает участникам оптового рынка в электронном виде с ЭП персонифицированный Отчет по формированию предварительных обязательств/требований на РСВ (приложение 10 настоящего Регламента). | **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  КО ежедневно, не позднее соответствующих операционных суток (в случае если указанный день отправки отчета приходится на нерабочий день, то отчет направляется не позднее рабочего дня, следующего за нерабочим), передает участникам оптового рынка в отношении каждой ценовой зоны в электронном виде с ЭП персонифицированный Отчет по формированию предварительных обязательств/требований на РСВ за соответствующие операционные сутки (приложение 10 настоящего Регламента). |
| **5.3** | Дата платежей Покупатель обязан осуществить оплату электрической энергии по заключенным им договорам купли-продажи на БР 21-го числа каждого месяца (дата платежа на балансирующем рынке) в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Покупатель обязан осуществлять оплату за электрическую энергию по итогам расчетного периода по заключенному им договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) в срок, предусмотренный указанным договором, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. | Дата платежей Покупатель обязан осуществить оплату электрической энергии по заключенным им договорам купли-продажи на БР 21-го числа каждого месяца (дата платежа на балансирующем рынке) в размере, определенном в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Покупатель обязан осуществлять оплату за электрическую энергию по итогам расчетного периода по заключенному им договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) в срок, предусмотренный указанным договором, в размере, определенном в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. |
| **5.6** | Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на балансирующем рынке Для каждого участника оптового рынка КО 14-го числа месяца, следующего за расчетным, рассылает в электронном виде с ЭП персонифицированные Реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы (приложения 36, 36.3 к настоящему Регламенту), включающие в себя обязательства по договорам купли-продажи на БР и требования по договорам комиссии на БР.  … | Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на балансирующем рынке Для каждого участника оптового рынка КО не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, рассылает в электронном виде с ЭП персонифицированные Реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы (приложения 36, 36.3 к настоящему Регламенту), включающие в себя обязательства по договорам купли-продажи на БР и требования по договорам комиссии на БР.  … |
| **10.5** | …  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам о предоставлении мощности и по договорам о предоставлении мощности введенных в эксплуатацию генерирующих объектов, определяется по формуле:  , где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам о предоставлении мощности и по договорам о предоставлении мощности введенных в эксплуатацию генерирующих объектов, определяется по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности по ДПМ в ценовой зоне *z* в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ.  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам АЭС/ГЭС, определяется по формуле:  , где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по договорам АЭС/ГЭС, определяется по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам АЭС/ГЭС в ценовой зоне *z*, в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на мощность генерирующего объекта *g* по договорам АЭС/ГЭС, определенная в соответствии с пунктом 15.3 настоящего Регламента.  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по ДПМ ВИЭ, определяется по формуле:  ,  где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по ДПМ ВИЭ, определяемая по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ ВИЭ в ценовой зоне *z*, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ.  …  ― объем покупки мощности по свободным договорам купли-продажи мощности СДМ, определенный в соответствии с п. 5.6.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности для определения обязательств по покупке мощности по результатам КОМ в отношении ценовой зоны z, направляемая Системным оператором Коммерческому оператору согласно п 4.7.3 *Регламента проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  … | …  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам о предоставлении мощности и по договорам о предоставлении мощности введенных в эксплуатацию генерирующих объектов, определяется по формуле:  , где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам о предоставлении мощности и по договорам о предоставлении мощности введенных в эксплуатацию генерирующих объектов, определяется по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности по ДПМ в ценовой зоне *z* в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ в сроки, установленные разделом 7 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам АЭС/ГЭС, определяется по формуле:  , где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по договорам АЭС/ГЭС, определяется по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам АЭС/ГЭС в ценовой зоне *z*, в отношении генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на мощность генерирующего объекта *g* по договорам АЭС/ГЭС, определенная в соответствии с пунктом 15.3 настоящего Регламента.  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по ДПМ ВИЭ, определяется по формуле:  ,  где  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по ДПМ ВИЭ, определяемая по формуле:  ;  ,  где – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ ВИЭ в ценовой зоне *z*, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  …  ― объем покупки мощности по свободным договорам купли-продажи мощности СДМ, определенный в соответствии с п. 5.6.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **20.4** | **Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМ**  …  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ.  … | **Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМ**  …  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ в сроки, установленные разделом 7 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  … |
| **20.5** | **Расчет фактических финансовых обязательств/требований по ДПМ по итогам расчетного периода**  …  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ.  **…** | **Расчет фактических финансовых обязательств/требований по ДПМ по итогам расчетного периода**  …  – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ в сроки, установленные разделом 7 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  … |
| **21.1** | …  Начиная с 3 сентября 2017 года ЦФР ежемесячно 3 (третьего) числа месяца m+1 формирует и передает АТС на бумажном носителе подписанный уполномоченным лицом ЦФР Реестр банкротов в стадии конкурсного производства по форме приложения 113г к настоящему Регламенту. Если 3 (третье) число месяца m+1 приходится на день, признаваемый в соответствии с законодательством Российской Федерации нерабочим днем, ЦФР должен передать АТС указанный в настоящем абзаце Реестр банкротов в стадии конкурсного производства в рабочий день, предшествующий 3 (третьему) числу месяца m+1.  … | …  Начиная с 3 сентября 2017 года ЦФР ежемесячно, не позднее 3 (третьего) числа месяца m+1, формирует и передает АТС на бумажном носителе подписанный уполномоченным лицом ЦФР Реестр банкротов в стадии конкурсного производства по форме приложения 113г к настоящему Регламенту. Если 3 (третье) число месяца m+1 приходится на день, признаваемый в соответствии с законодательством Российской Федерации нерабочим днем, ЦФР должен передать АТС указанный в настоящем абзаце Реестр банкротов в стадии конкурсного производства в рабочий день, предшествующий 3 (третьему) числу месяца m+1.  … |
| **26.4** | **Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМ ВИЭ**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ.  **…** | **Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМ ВИЭ**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  … |
| **26.5** | **Расчет фактических финансовых обязательств/требований по ДПМ ВИЭ по итогам расчетного периода**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ.  **…** | **Расчет фактических финансовых обязательств/требований по ДПМ ВИЭ по итогам расчетного периода**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  … |
| **26.8** | **Определение размера штрафа в случае непоставки (недопоставки) мощности**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ;  … | **Определение размера штрафа в случае непоставки (недопоставки) мощности**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное;  … |
| **26.8’** | **Определение размера штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ;  **…** | **Определение размера штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта**  …  – цена мощности по ДПМ ВИЭ в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ВИЭ в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное;  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в Перечень определений и принятых сокращений (Приложение № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
|  | Рабочий день - Все дни, кроме выходных (субботы и воскресенья), а также нерабочих праздничных дней, установленных Трудовым кодексом Российской Федерации. | Рабочий день - день, не относящийся к нерабочим дням. |
|  | Нерабочий день - Выходные дни (суббота и воскресенье), а также нерабочие праздничные дни, установленные Трудовым кодексом Российской Федерации. | Нерабочий день - день, относящийся к выходным дням (субботе и воскресению) (с учетом переноса выходных дней в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации) или нерабочим праздничным дням, установленным Трудовым кодексом Российской Федерации. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ** **ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.14** | …   * ***штраф по ДПМ ВИЭ, оплата которого осуществляется по аккредитиву***, в соответствии с ДПМ ВИЭ, *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* и Соглашением об оплате штрафов по ДПМ ВИЭ по аккредитиву. При этом:   для объекта ВИЭ, в отношении которого заключены ДПМ ВИЭ, должно быть заключено *Соглашение о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № Д 6.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  год начала поставки мощности, указанный в Соглашении об оплате штрафов по ДПМ ВИЭ по аккредитиву, должен соответствовать плановому году начала поставки мощности объекта ВИЭ (в случае если дата начала поставки мощности объекта ВИЭ была перенесена на более позднюю дату – году начала поставки мощности с учетом переноса даты начала поставки мощности на более позднюю дату);  аккредитив, по которому осуществляется оплата штрафов, должен содержать следующую обязательную информацию и соответствовать следующим требованиям:  сумма, указанная в аккредитиве, по которому осуществляется оплата штрафов, должна быть указана в российских рублях и составлять не менее 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт);  в качестве плательщика по аккредитиву указан участник оптового рынка – продавец по соответствующему ДПМ ВИЭ (с указанием соответствующего ИНН), либо юридическое лицо, имеющее намерение приобрести права и обязанности продавца по соответствующему ДПМ ВИЭ) (с указанием соответствующего ИНН);  в качестве получателя средств по аккредитиву указан ЦФР (указаны соответствующие ИНН и номер расчетного счета, опубликованные на официальном сайте ЦФР);  в качестве банка-эмитента указан банк (указание в качестве банка-эмитента филиала, представительства или иного обособленного подразделения данного банка не допускается);  в качестве исполняющего банка указана уполномоченная кредитная организация, определенная в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, либо указан банк, включенный в перечень аккредитованных организаций в системе финансовых гарантий на оптовом рынке в порядке, определенном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*,и имеющий на момент получения ЦФР от банка получателя средств по аккредитиву уведомлений (извещений) об открытии аккредитива международный рейтинг долгосрочной кредитоспособности не ниже уровня "B+" по классификации международных рейтинговых агентств "Фитч Рейтингс" (Fitch Ratings) или "Стандарт энд Пурс" (Standard & Poor's) либо не ниже уровня "В1" по классификации рейтингового агентства "Мудис Инвесторс Сервис" (Moody's Investors Service);  … | …   * ***штраф по ДПМ ВИЭ, оплата которого осуществляется по аккредитиву***, в соответствии с ДПМ ВИЭ, *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* и Соглашением об оплате штрафов по ДПМ ВИЭ по аккредитиву. При этом:   для объекта ВИЭ, в отношении которого заключены ДПМ ВИЭ, должно быть заключено *Соглашение о порядке расчетов, связанных с уплатой продавцом штрафов по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № Д 6.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  год начала поставки мощности, указанный в Соглашении об оплате штрафов по ДПМ ВИЭ по аккредитиву, должен соответствовать плановому году начала поставки мощности объекта ВИЭ (в случае если дата начала поставки мощности объекта ВИЭ была перенесена на более позднюю дату – году начала поставки мощности с учетом переноса даты начала поставки мощности на более позднюю дату);  аккредитив, по которому осуществляется оплата штрафов, должен содержать следующую обязательную информацию и соответствовать следующим требованиям:  сумма, указанная в аккредитиве, по которому осуществляется оплата штрафов, должна быть указана в российских рублях и составлять не менее 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт);  в качестве плательщика по аккредитиву указан участник оптового рынка – продавец по соответствующему ДПМ ВИЭ (с указанием соответствующего ИНН), либо юридическое лицо, имеющее намерение приобрести права и обязанности продавца по соответствующему ДПМ ВИЭ) (с указанием соответствующего ИНН);  в качестве получателя средств по аккредитиву указан ЦФР (указаны соответствующие ИНН и номер расчетного счета, опубликованные на официальном сайте ЦФР);  в качестве банка-эмитента указан банк (указание в качестве банка-эмитента филиала, представительства или иного обособленного подразделения данного банка не допускается);  в качестве исполняющего банка указана уполномоченная кредитная организация, определенная в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, либо указан банк, включенный в перечень аккредитованных организаций в системе финансовых гарантий на оптовом рынке в порядке, определенном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*,и имеющий на момент получения ЦФР от банка получателя средств по аккредитиву уведомлений (извещений) об открытии аккредитива:  - международный рейтинг долгосрочной кредитоспособности не ниже уровня «B+» по классификации международных рейтинговых агентств «Фитч Рейтингс» (Fitch Ratings) или «Стандарт энд Пурс» (Standard & Poor's), и (или)  - международный рейтинг долгосрочной кредитоспособности не ниже уровня "В1" по классификации международного рейтингового агентства «Мудис Инвесторс Сервис» (Moody's Investors Service), и (или)  - российский рейтинг долгосрочной кредитоспособности не ниже рейтинга «A+(RU)» по классификации российского рейтингового агентства АО «Аналитическое кредитное рейтинговое агентство», и (или)  - российский рейтинг долгосрочной кредитоспособности не ниже рейтинга «ruA+» по классификации российского рейтингового агентства АО «Рейтинговое агентство «Эксперт РА»;  … |
| **8.6** | …  Уведомления о передаче прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ новому продавцу направляются КО покупателям по соответствующим ДПМ ВИЭ в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам ЭДО СЭД не позднее чем за 1 (один) рабочий день до даты передачи прав и обязанностей продавца по указанным ДПМ ВИЭ.  КО направляет ЦФР в электронном виде с ЭП Реестр изменений ДПМ ВИЭ в связи с передачей прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ новому продавцу не позднее 3 (трех) рабочих дней с даты подписания Соглашения о передаче прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ (по форме приложения 20 к настоящему Регламенту).  В случае если в рамках процедуры передачи прав и обязанностей по ДПМ ВИЭ был заключен договор коммерческого представительства в целях заключения договоров поручительства для обеспечения обязательств по ДПМ ВИЭ и процедура передачи прав и обязанностей по ДПМ ВИЭ была прекращена, то данный договор может быть расторгнут. | …  Уведомления о передаче прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ новому продавцу направляются КО покупателям по соответствующим ДПМ ВИЭ в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам ЭДО СЭД не позднее чем за 1 (один) рабочий день до даты передачи прав и обязанностей продавца по указанным ДПМ ВИЭ.  КО направляет ЦФР в электронном виде с ЭП Реестр изменений ДПМ ВИЭ в связи с передачей прав и обязанностей продавца по ДПМ ВИЭ новому продавцу не позднее чем за 1 (один) рабочий день до даты передачи прав и обязанностей продавца по указанным ДПМ ВИЭ (по форме приложения 20 к настоящему Регламенту).  В случае если в рамках процедуры передачи прав и обязанностей по ДПМ ВИЭ был заключен договор коммерческого представительства в целях заключения договоров поручительства для обеспечения обязательств по ДПМ ВИЭ и процедура передачи прав и обязанностей по ДПМ ВИЭ была прекращена, то данный договор может быть расторгнут. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СОГЛАШЕНИЙ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ШТРАФОВ / ДЕНЕЖНОЙ СУММЫ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ (Приложение № Д 18.9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Редакция, действующая с 01.01.2019**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 1**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Поверенного) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Доверителя) |
|  |  |  |

**…**

**Предлагаемая редакция**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 1**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Агента) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Принципала) |

**…**

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА ПОКУПАТЕЛЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СОГЛАШЕНИЙ О ПОРЯДКЕ РАСЧЕТОВ, СВЯЗАННЫХ С УПЛАТОЙ ПРОДАВЦОМ ШТРАФОВ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № Д 6.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Редакция, действующая с 01.01.2019**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 1**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Поверенного) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Доверителя) |

**…**

**Предлагаемая редакция**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 1**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Агента) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Принципала) |
|  |  |  |

**…**

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ОГК/ТГК (Приложение № Д 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Редакция, действующая с 01.01.2019**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 2**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Поверенного) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Доверителя) |
|  |  |  |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** | | |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. | | |

…

**Предлагаемая редакция**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **Приложение 2**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** | |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. | |

…

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ИСПОЛНЕНИЕ ДОГОВОРОВ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ (Приложение № Д 15.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Редакция, действующая с 01.01.2019**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Приложение 2**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** | |
| Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Поверенного) |  | Форму утверждаю  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (от Доверителя) |
|  |  |  |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** | | |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. | | |

…

**Предлагаемая редакция**

|  |  |
| --- | --- |
|  | **Приложение 2**  **к Агентскому договору от «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_№\_\_\_** |
| **Отчет Агента по Агентскому договору** | |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | |
| за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. | |

…

**Приложение № 9.1.2**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 19 ноября 2018 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 ноября 2018 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **13.2.3** | **…**  **г) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ НГО**  Если участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* до месяца, в котором впервые , совершил действия (или бездействие), повлекшие невозможность исполнения начиная с месяца *m*+1 договоров КОМ НГО в отношении такой ГТП генерации *p*, которые в соответствии с договорами КОМ НГО квалифицируются как полный или частичный отказ от исполнения обязательств по поставке мощности по таким договорам и влекут за собой выплату денежной суммы, то в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика (участника оптового рынка *i*) от исполнения обязательств по поставке мощности по договору КОМ НГО, в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*.  Указанный размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ НГО, определяется в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  .  При этом в распределении участвуют ГТП потребления (экспорта) *q,* для которых в соответствии с п. 13.1.4.2 настоящего Регламента определены ненулевые величины .  Величина определяется для ГТП генерации *p*, отобранной по результатам КОМ НГО, проведенного:  – в 2017 году равной 2 115 000 руб./МВт;  – 2018 году равной 1 729 000 руб./МВт;  ― нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *t* – период с июня 2018 года по текущий расчетный месяц *m* (включительно);  – объем мощности, отобранный по результатам КОМ НГО, указанный в отношении ГТП генерации *p* в приложении 1 к договорам КОМ НГО;  – штрафуемый объем мощности по договорам КОМ / договорам КОМ НГО в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* за расчетный месяц  в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с п. 6.1.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Если величина  за расчетный период  не определена, то в целях расчета  она принимается равной нулю;  – до первого расчетного месяца, для которого , определяется по формуле: , далее ;  – цена на мощность, определенная по результатам КОМ НГО в отношении ГТП генерации *p*, передаваемая СО в КО в соответствии с п. 8.3*Регламента проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов в 2018 году* (Приложение № 19.8к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m* в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…** | **…**  **г) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ НГО**  Если участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* до месяца, в котором впервые , совершил действия (или бездействие), повлекшие невозможность исполнения начиная с месяца *m*+1 договоров КОМ НГО в отношении такой ГТП генерации *p*, которые в соответствии с договорами КОМ НГО квалифицируются как полный или частичный отказ от исполнения обязательств по поставке мощности по таким договорам и влекут за собой выплату денежной суммы, то в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика (участника оптового рынка *i*) от исполнения обязательств по поставке мощности по договору КОМ НГО, в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*.  Указанный размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ НГО, определяется в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  .  При этом в распределении участвуют ГТП потребления (экспорта) *q,* для которых в соответствии с п. 13.1.4.2 настоящего Регламента определены ненулевые величины .  Величина определяется для ГТП генерации *p*, отобранной по результатам КОМ НГО, проведенного:  – в 2017 году равной 2 115 000 руб./МВт;  – 2018 году равной 1 729 000 руб./МВт;  ― нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *t* – период с июня 2018 года по текущий расчетный месяц *m* (включительно);  – объем мощности, отобранный по результатам КОМ НГО, указанный в отношении ГТП генерации *p* в приложении 1 к договорам КОМ НГО;  – штрафуемый объем мощности по договорам КОМ / договорам КОМ НГО в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* за расчетный месяц  в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с п. 6.1.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Если величина  за расчетный период  не определена, то в целях расчета  она принимается равной нулю;  – до первого расчетного месяца, для которого , определяется по формуле: , далее ;  – цена на мощность, определенная по результатам КОМ НГО в отношении ГТП генерации *p*, передаваемая СО в КО в соответствии с п. 8.3*Регламента проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов в 2018 году* (Приложение № 19.8к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m* в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…** |

**Приложение № 9.1.3**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 декабря 2018 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СОГЛАШЕНИЕ о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № Д 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция *приложения 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| KOM\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_NGO\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_NGO\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |
| VR\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме | Регламент № 16, п. 6.1.6 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |
| VR\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме | Регламент № 16, п. 6.1.6 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.6 | Блокнот | 5 лет |  |

**Предлагаемая редакция *приложения 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| KOM\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_NGO\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |
| KOM\_NGO\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |
| VR\_ATS\_REESTR\_DOG | Предварительный реестр заключенных договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме | Регламент № 16, п. 6.1.6 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |
| VR\_ATS\_REESTR\_DOG\_FINAL | Итоговый реестр заключенных договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме | Регламент № 16, п. 6.1.6 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот | 5 лет |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 156, п. 1** | Расчет цены на мощность осуществляется КО в отношении генерирующих объектов (ГТП генерации), указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее – Перечень), в соответствии с настоящим приложением.  Расчет надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации субъектам оптового рынка – производителям электрической энергии (мощности) капитальных и эксплуатационных затрат для генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя после 1 января 2016 года (далее – надбавка), осуществляется КО в отношении субъекта оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности) (далее – поставщик), указанного в Перечне, в соответствии с настоящим приложением.  Под расчетным периодом понимается календарный месяц.  В отношении каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне, поставщиком в установленном Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* порядке должна быть зарегистрирована группа точек поставки и получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием зарегистрированной группы точек поставки. В дальнейшем в рамках настоящего Порядка определения цены на мощность и надбавки к цене на мощность под генерирующим объектом понимается ГТП генерации, зарегистрированная в отношении генерирующего объекта.  Надбавка определяется исходя из условия частичной компенсации затрат поставщика в отношении генерирующего объекта, указанного в Перечне, в том числе:   * капитальных затрат без учета затрат на технологическое присоединение этого объекта к электрическим сетям и источникам топлива; * эксплуатационных затрат.   Надбавка определяется для каждого расчетного периода, в котором в отношении хотя бы одного генерирующего объекта, указанного в Перечне, выполнены следующие условия:   * генерирующий объект аттестован Системным оператором (предельный объем поставки мощности ГТП генерации, определенный Системным оператором в отношении указанного расчетного периода в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный Системным оператором в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, не равен 0); * поставщик получил право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в отношении данной ГТП генерации; * наступила дата ввода в эксплуатацию, указанная в Перечне в отношении такого генерирующего объекта.   В отношении расчетных периодов, в которых поставщиком, указанным в Перечне, не осуществляется продажа мощности в ценовых зонах оптового рынка по итогам конкурентного отбора мощности (объем мощности, поставляемой по всем ГТП генерации участника оптового рынка по договорам КОМ в ценовых зонах оптового рынка, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* не рассчитывался либо равен нулю), надбавка не определяется.  Составляющая надбавки, учитывающая затраты поставщика в отношении генерирующего объекта (ГТП генерации), указанного в Перечне (далее для целей настоящего приложения – затраты поставщика), учитывается при определении надбавки начиная с расчетного периода, в отношении которого выполнены условия, указанные в абзаце 6 настоящего пункта.  **…** | Расчет цены на мощность осуществляется КО в отношении генерирующих объектов (ГТП генерации), указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее – Перечень), в соответствии с настоящим приложением.  Расчет надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации субъектам оптового рынка – производителям электрической энергии (мощности) капитальных и эксплуатационных затрат для генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя после 1 января 2016 года (далее – надбавка), осуществляется КО в отношении субъекта оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности) (далее – поставщик), указанного в Перечне, в соответствии с настоящим приложением.  Под расчетным периодом понимается календарный месяц.  В отношении каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне, поставщиком в установленном Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* порядке должна быть зарегистрирована группа точек поставки и получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием зарегистрированной группы точек поставки. В дальнейшем в рамках настоящего Порядка определения цены на мощность и надбавки к цене на мощность под генерирующим объектом понимается ГТП генерации, зарегистрированная в отношении генерирующего объекта.  Надбавка определяется исходя из условия частичной компенсации затрат поставщика в отношении генерирующего объекта, указанного в Перечне, в том числе:   * капитальных затрат без учета затрат на технологическое присоединение этого объекта к электрическим сетям и источникам топлива; * эксплуатационных затрат.   Надбавка определяется для каждого расчетного периода, в котором в отношении хотя бы одного генерирующего объекта, указанного в Перечне, выполнены следующие условия:   * генерирующий объект аттестован Системным оператором (предельный объем поставки мощности ГТП генерации, определенный Системным оператором в отношении указанного расчетного периода в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный Системным оператором в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, не равен 0); * поставщик получил право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в отношении данной ГТП генерации; * наступила дата ввода в эксплуатацию, указанная в Перечне в отношении такого генерирующего объекта.   В отношении расчетных периодов, в которых поставщиком, указанным в Перечне, не осуществляется продажа мощности в ценовых зонах оптового рынка по итогам конкурентного отбора мощности (объем мощности, поставляемой по всем ГТП генерации участника оптового рынка по договорам КОМ в ценовых зонах оптового рынка, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* не рассчитывался либо равен нулю), надбавка не определяется.  Составляющая надбавки, учитывающая затраты поставщика в отношении генерирующего объекта (ГТП генерации), указанного в Перечне (далее для целей настоящего приложения – затраты поставщика), учитывается при определении надбавки начиная с расчетного периода, в отношении которого выполнены условия, указанные в абзацах 8–11 настоящего пункта.  **…** |
| **Приложение 156, п. 6** | Прибыль от продажи электрической энергии , выработанной ГТП генерации p участника оптового рынка i в расчетном периоде m, рассчитывается по формуле:  , где  …  – объем фактически выработанной электрической энергии в час операционных суток *h*, принадлежащий периоду *m*, с использованием ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию в расчетном периоде *m*, установленная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении ГТП генерации *p*;  – цена электроэнергии в ГТП генерации *p*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в порядке, предусмотренном п. 5.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – величина удельного расхода топлива, равная 0,24 килограмма условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии;  – расчетная цена природного газа, определяемая по формуле:  ,  где  – уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный п. 1.1 Приказа ФАС России от 11.05.2018 № 610/18 «Об утверждении оптовых цен на газ, реализуемый потребителям Республики Крым и города Севастополя»;  – расчетная величина расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяется в отношении расчетного периода *m* следующим образом:  .  В случае если для расчета прибыли от продажи электрической энергии не определены величины , , , , то в расчете эти исходные данные принимаются равными 0.  Величины  рассчитываются для множества ГТП , определенного в п. 4 настоящего приложения. | Прибыль от продажи электрической энергии , выработанной ГТП генерации p участника оптового рынка i в расчетном периоде m, рассчитывается по формуле:  , где  …  – объем фактически выработанной электрической энергии в час операционных суток *h*, принадлежащий периоду *m*, с использованием ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию в расчетном периоде *m*, установленная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении ГТП генерации *p*. В случае если цена (тариф) на электрическую энергию установлена федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении электростанции без указания ГТП генерации *p*, то данная цена применяется в отношении всех ГТП генерации *p*, входящих в состав указанной электростанции;  – цена электроэнергии в ГТП генерации *p*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в порядке, предусмотренном п. 5.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – величина удельного расхода топлива, равная 0,24 килограмма условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии;  – расчетная цена природного газа, определяемая по формуле:  ,  где  – уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный п. 1.1 Приказа ФАС России от 11.05.2018 № 610/18 «Об утверждении оптовых цен на газ, реализуемый потребителям Республики Крым и города Севастополя»;  – расчетная величина расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяется в отношении расчетного периода *m* следующим образом:  .  В случае если для расчета прибыли от продажи электрической энергии не определены величины , , , , то в расчете эти исходные данные принимаются равными 0.  Величины  рассчитываются для множества ГТП , определенного в п. 4 настоящего приложения. |
| **Приложение 156, п. 18** | Прибыль от продажи электрической энергии , выработанной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m*, рассчитывается по формуле:  ,  …  – объем фактически выработанной электрической энергии в час операционных суток *h*, принадлежащий периоду *m*, с использованием ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию в расчетном периоде *m*, установленная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении ГТП генерации *p*;  – цена электроэнергии в ГТП генерации *p*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в порядке, предусмотренном п. 5.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – величина удельного расхода топлива, равная 0,24 килограмма условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии;  – расчетная цена природного газа, определяемая по формуле:  ,  где  – уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный п. 1.1 Приказа ФАС России от 11.05.2018 № 610/18 «Об утверждении оптовых цен на газ, реализуемый потребителям Республики Крым и города Севастополя»;  – расчетная величина расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяется в отношении расчетного периода *m* следующим образом:  .  В случае если для расчета прибыли от продажи электрической энергии не определены величины , , , , то в расчете эти исходные данные принимаются равными 0. | Прибыль от продажи электрической энергии , выработанной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном периоде *m*, рассчитывается по формуле:  ,  …  – объем фактически выработанной электрической энергии в час операционных суток *h*, принадлежащий периоду *m*, с использованием ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию в расчетном периоде *m*, установленная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении ГТП генерации *p*. В случае если цена (тариф) на электрическую энергию установлена федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов в отношении электростанции без указания ГТП генерации *p*, то данная цена применяется в отношении всех ГТП генерации *p*, входящих в состав указанной электростанции;  – цена электроэнергии в ГТП генерации *p*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в порядке, предусмотренном п. 5.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – величина удельного расхода топлива, равная 0,24 килограмма условного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии;  – расчетная цена природного газа, определяемая по формуле:  ,  где  – уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный п. 1.1 Приказа ФАС России от 11.05.2018 № 610/18 «Об утверждении оптовых цен на газ, реализуемый потребителям Республики Крым и города Севастополя»;  – расчетная величина расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяется в отношении расчетного периода *m* следующим образом:  .  В случае если для расчета прибыли от продажи электрической энергии не определены величины , , , , то в расчете эти исходные данные принимаются равными 0. |

**Приложение № 9.1.4**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций». |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.3.9** | Коммерческий оператор не позднее 1 сентября года, в котором проводится КОМ на год *Х* (при проведении КОМ в 2019 году на 2022–2024 годы поставки – не позднее 1 февраля 2019 года), рассчитывает и направляет на бумажном носителе Системному оператору:  – для КОМ, проводимых в 2019 году:  ;  ;  – для КОМ, проводимых в 2020 году и в последующие годы:  ;  ;  где – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, используемая для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X*, для ценовой зоны *z*;  – определенная решением Правительства Российской Федерации цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2021 год, для ценовой зоны *z*;  – цена на мощность во второй точке спроса на мощность, используемая для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X*, для ценовой зоны *z*;  – определенная решением Правительства Российской Федерации цена на мощность во второй точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2021 год, для ценовой зоны *z*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Y*-1 в процентах к декабрю года *Y*-2, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Y* для декабря года *Y*-1 к декабрю года *Y*-2 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  *Х* *–* год, на который проводится конкурентный отбор мощности;  *Y –* год, в котором проводится конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – коэффициент увеличения цены в первой точке спроса относительно установленной решением Правительства Российской Федерации для отбора в 2017 году, установленный решением Правительства РФ, равный:   * 1,06 – для отбора, проводимого на 2022 год; * 1,13 – для отбора, проводимого на 2023 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2024 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2025 год.   Величины цены на мощность в первой и второй точке спроса на мощность рассчитываются в руб./МВт с точностью до 8 знаков после запятой, если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  Системный оператор в течение 1 (одного) дня, следующего за днем получения рассчитанных значений цены на мощность в первой и второй точке спроса на мощность для каждой ценовой зоны, публикует данную информацию на официальном сайте СО и сайте КОМ СО. | Коммерческий оператор не позднее 1 сентября года, в котором проводится КОМ на год *Х* (при проведении КОМ в 2019 году на 2022–2024 годы поставки – не позднее 1 февраля 2019 года), рассчитывает и направляет на бумажном носителе Системному оператору:  – для КОМ, проводимых в 2019 году:  ;  ;  – для КОМ, проводимых в 2020 году и в последующие годы:  ;  ;  где – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, используемая для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X*, для ценовой зоны *z*;  – определенная решением Правительства Российской Федерации цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2021 год, для ценовой зоны *z*;  – цена на мощность во второй точке спроса на мощность, используемая для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X*, для ценовой зоны *z*;  – определенная решением Правительства Российской Федерации цена на мощность во второй точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2021 год, для ценовой зоны *z*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Y*-1 в процентах к декабрю года *Y*-2, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Y* для декабря года *Y*-1 к декабрю года *Y*-2 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  *Х* *–* год, на который проводится конкурентный отбор мощности;  *Y –* год, в котором проводится конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – коэффициент увеличения цены в первой точке спроса относительно установленной решением Правительства Российской Федерации для отбора в 2017 году, установленный решением Правительства РФ, равный:   * 1,06 – для отбора, проводимого на 2022 год; * 1,13 – для отбора, проводимого на 2023 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2024 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2025 год.   Величины цены на мощность в первой и второй точке спроса на мощность рассчитываются в руб./МВт с точностью до 8 знаков после запятой, если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное.  Системный оператор в течение 1 (одного) дня, следующего за днем получения рассчитанных значений цены на мощность в первой и второй точке спроса на мощность для каждой ценовой зоны, публикует данную информацию на официальном сайте СО и сайте КОМ СО. |