**I.1. Изменения, связанные с проведением конкурентного отбора мощности**

**Приложение № 1.1.1**

**Инициатор**: Ассоциация «НП Совет рынка».

**Обоснование:** предлагается внести в Регламент проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) изменения, приводящие их в соответствие с положениями проекта постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (<https://regulation.gov.ru/Regulation/Npa/PublicView?npaID=147278>), в части процедур проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности (КОМ), а также внести изменения технического характера.

**Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

**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**  (с учетом изменений, утвержденных на НС от 24.05.2024, вопрос I.01) | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **1.3** | Для целей настоящего Регламента используются понятия и термины, соответствующие определениям, установленным законодательством Российской Федерации, Правилами оптового рынка, а также *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (далее ― Договор о присоединении) и регламентами оптового рынка.  Для целей настоящего Регламента используются следующие обозначения, если иное не установлено в тексте Регламента:  год *X* – год, на который проводится КОМ;  год *Z =* (*X*-3) – год, наступивший за три года до года, на который проводится соответствующий КОМ на год *X*;  год *Y* – год, в котором проводится КОМ на год *Х*;  месяц *M* – месяц проведения КОМ;  зимний период – период, состоящий из трех последовательных полных месяцев с декабря по февраль. | Для целей настоящего Регламента используются понятия и термины, соответствующие определениям, установленным законодательством Российской Федерации, Правилами оптового рынка, а также *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (далее ― Договор о присоединении) и регламентами оптового рынка.  Для целей настоящего Регламента используются следующие обозначения, если иное не установлено в тексте Регламента:  год *X* – год, на который проводится КОМ;  год *Z =* (*X*-3) – год, наступивший за три года до года, на который проводится соответствующий КОМ на год *X*;  год *Y* – год, в котором проводится КОМ на год *Х*;  месяц *M* – месяц проведения КОМ;  зимний период – период, состоящий из трех последовательных полных месяцев с декабря по февраль, заканчивающийся не позднее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения конкурентного отбора мощности. |
| **2.1.2** | …  В случае официального опубликования изменений в Правила оптового рынка, иных актов Правительства Российской Федерации по вопросам проведения КОМ, а также приказов Минэнерго России и иных нормативных правовых актов, содержащих сведения, обязательные для опубликования при подготовке проведения КОМ в соответствии с настоящим пунктом Регламента, указанная информация подлежит публикации СО в трехдневный срок с даты официального опубликования таких нормативных правовых актов. | …  В случае официального опубликования изменений в Правила оптового рынка, иных актов Правительства Российской Федерации по вопросам проведения КОМ и иных нормативных правовых актов, содержащих сведения, обязательные для опубликования при подготовке проведения КОМ в соответствии с настоящим пунктом Регламента, указанная информация подлежит публикации СО в трехдневный срок с даты официального опубликования таких нормативных правовых актов. |
| **2.1.3.3** | Прогноз максимального часового потребления на год, на который проводится КОМ, и объем спроса на мощность на год, на который проводится КОМ, определяются в соответствии с порядком определения указанных величин, утвержденным Минэнерго России. | Прогноз максимального часового потребления для каждой ценовой зоны на год, на который проводится КОМ, определяется СО в соответствии с Положением о порядке определения величины спроса на мощность для проведения на оптовом рынке электрической энергии и мощности долгосрочного конкурентного отбора мощности (приложение № 8 к Правилам оптового рынка, далее – Положение о порядке определения спроса) на основе прогноза потребления мощности по территориям территориальных энергосистем, расположенных в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации, учтенного при формировании прогнозных показателей потребления электрической энергии (мощности), предусмотренных в схеме и программе развития электроэнергетических систем России на соответствующий период, утвержденной в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556.  Объем спроса на мощность для каждой ценовой зоны на год, на который проводится КОМ, определяется в соответствии с Положением о порядке определения спроса как:  ,  где:  *z* – номер ценовой зоны, равный 1 для первой ценовой зоны и 2 для второй ценовой зоны;  – требуемый объем мощности в ценовой зоне, определяемый в соответствии с Положением о порядке определения спроса и Техническими требованиями к генерирующему оборудованию, установленными Системным оператором;  – объем электрической энергии, соответствующий объему поставки мощности в зарубежные энергосистемы из соответствующей ценовой зоны, определяемый в соответствии с Положением о порядке определения спроса как максимальное значение из почасовых объемов поставки электрической энергии в режиме экспорта в зарубежную энергосистему из ценовой зоны  в декабре года, на который проводится КОМ. Информация о наличии заключенных на соответствующий период договоров (контрактов) на поставку электрической энергии в зарубежные энергосистемы и предусмотренных такими договорами объемах поставки электрической энергии в режиме экспорта в зарубежную энергосистему предоставляется организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции на оптовом рынке, Системному оператору в течение 15 рабочих дней с момента получения соответствующего запроса Системного оператора;  – объем мощности генерирующих объектов, функционирующих на розничных рынках на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в соответствующую ценовую зону, определяемый в соответствии с Положением о порядке определения спроса как объемы среднечасовой выработки электрической энергии таких генерирующих объектов за последний зимний период.  При определении объема спроса на мощность в первой точке спроса в соответствии с Положением о порядке определения спроса, учитываются объемы производства электрической энергии генерирующих объектов, функционирующих (функционировавших) на розничных рынках электрической энергии и мощности, за последний зимний период, за исключением генерирующих объектов:  – в отношении которых на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации, и по такой ГТП генерации участником оптового рынка на 1 число месяца *М*-1 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, для КОМ, проводимого в 2024 году, – на 1 июля 2024 года) получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью (право участия в торговле мощностью по условной ГТП генерации) с даты, наступающей не позднее 1 января года, в отношении которого проводится КОМ;  – выведенных из эксплуатации по состоянию на 1 число месяца *М*-1 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, для КОМ, проводимого в 2024 году, – на 1 июля 2024 года) в порядке, установленном Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86. |
| **2.1.3.4** | Спрос на мощность по каждой ценовой зоне определяется как функция цены мощности, определяемой по итогам КОМ. Параметры, определяющие спрос на мощность по каждой ценовой зоне, задаются двумя точками спроса.  Параметры точек спроса:   * объем спроса на мощность в ценовой зоне в первой точке определяется в соответствии с порядком определения указанной величины, утвержденным Минэнерго России; * объем спроса на мощность в ценовой зоне во второй точке равен увеличенному на 12 процентов объему в первой точке; * цена в первой точке спроса для каждой ценовой зоны определяется Коммерческим оператором в соответствии с п. 2.1.3.8 настоящего Регламента, цена во второй точке спроса определяется Системным оператором в соответствии с п. 2.1.3.9 настоящего Регламента.   При определении объема спроса на мощность в первой точке спроса в соответствии с порядком, утвержденным Минэнерго России, учитываются объемы производства электрической энергии генерирующих объектов, функционирующих (функционировавших) на розничных рынках электрической энергии и мощности, за последний зимний период, предшествующий дате публикации информации для КОМ, за исключением генерирующих объектов:  – в отношении которых на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации, и по такой ГТП генерации участником оптового рынка на 1 число месяца *М*-1 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, для КОМ, проводимого в 2024 году – на 1 июля 2024 года) получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью (право участия в торговле мощностью по условной ГТП генерации) с даты, наступающей не позднее 1 января года, в отношении которого проводится КОМ;  – выведенных из эксплуатации по состоянию на 1 число месяца *М*-1 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, для КОМ, проводимого в 2024 году – на 1 июля 2024 года) в порядке, установленном Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86.  … | Спрос на мощность по каждой ценовой зоне определяется как функция цены мощности, определяемой по итогам КОМ. Параметры, определяющие спрос на мощность по каждой ценовой зоне, задаются двумя точками спроса.  Параметры точек спроса:   * объем спроса на мощность в ценовой зоне в первой точке определяется в соответствии с Положением о порядке определения спроса и п. 2.1.3.3 настоящего Регламента; * объем спроса на мощность в ценовой зоне во второй точке равен увеличенному на 12 процентов объему в первой точке; * цена в первой точке спроса для каждой ценовой зоны определяется Коммерческим оператором в соответствии с п. 2.1.3.8 настоящего Регламента, цена во второй точке спроса определяется Системным оператором в соответствии с п. 2.1.3.9 настоящего Регламента.   … |
| **2.1.3.5** | …  Объемы мощности, указанные в подпунктах 1, 2, 3, 7, 8 и 9 настоящего пункта, определяются в соответствии с Реестром генерирующих объектов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке (далее ― Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке), формируемым Коммерческим оператором и передаваемым Системному оператору в срокне позднее чем за 20 календарных дней до окончания срока подачи ценовых заявок на КОМ на соответствующий год (но не ранее, чем в течение 2 (двух) рабочих дней после вступления в силу решения Правительства Российской Федерации, определяющего особенности проведения КОМ в 2024 году и последующие годы).  …  в) в отношении каждого генерирующего объекта (ГЕМ) *g*:   * месторасположение генерирующего объекта (ГЕМ) *g*; * объем поставки мощности  генерирующего объекта (ГЕМ) *g*, соответствующий: * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС, или включенных в Перечень строящихся объектов АЭС, или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, или договору на модернизацию (указанных в результатах КОММод и в отношении которых договоры еще не заключены) и дата начала фактической поставки мощности которых на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, еще не наступила: * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС, или включенных в Перечень строящихся объектов АЭС – установленной мощности, указанной в договоре (в Перечне строящихся объектов АЭС); * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, – установленной мощности, указанной в договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору на модернизацию и которые функционируют после реализации мероприятий по модернизации, – установленной мощности, указанной в приложении 1 договора, с учетом заявленного участником уменьшения объема, а для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, зарегистрированных в составе условных ГТП, указанных в результатах КОММод, и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, в отношении которых договоры еще не заключены, – установленной мощности, указанной в результатах КОММод; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО или по договору на модернизацию и для которых соблюдено каждое из следующих условий: * на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, наступила дата начала фактической поставки мощности; * за период, длительность которого составляет 12 календарных месяцев и окончание которого приходится на последний день месяца *M*-2, где *М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, значение предельного объема поставки мощности равно нулю; * в отношении хотя бы одного расчетного периода (месяца) с даты начала поставки мощности по ДПМ для данного генерирующего объекта (ГЕМ) *g* СО было установлено ненулевое значение предельного объема поставки мощности,   – 95 % установленной мощности, указанной в договоре;   * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО или договору на модернизацию и для которых на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, наступила дата начала фактической поставки мощности, – минимальной величины из: * объема установленной мощности, определенного СО и переданного в КО 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*) в последнем на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, проведенного до 1 января 2021 года - увеличенного на 10 % объема установленной мощности, указанного в ДПМ или в договоре купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО; для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, проведенного после 1 января 2021 года, - отобранного объема мощности, указанного в договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору на модернизацию - объема установленной мощности, указанного в договоре на модернизацию, с учетом заявленного участником уменьшения объема; * среднего значения объема располагаемой мощности за период, длительность которого составляет 12 календарных месяцев и окончание которого приходится на последний день месяца *M*-2, где *М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X,* определенного СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданного в КО не позднее чем за 30 (тридцать) календарных дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности с возможностью корректировки не позднее чем за 6 (шесть) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности. Если для генерирующего объекта (ГЕМ) *g* отсутствуют данные о располагаемой мощности в один или более месяцев из 12 месяцев, предшествующих месяцу, в котором формируется Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, то в качестве среднего значения объема располагаемой мощности используется установленная мощность, указанная в договоре; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ ГЭС/ТБО, ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС – установленной мощности, указанной в договоре;   …  В Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, не включаются генерирующие объекты (ГЕМ), в отношении которых не позднее чем за 7 (семь) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности Коммерческим оператором от ЦФР получено уведомление:  - об одностороннем внесении изменений в приложение 1 к Агентскому договору в части отказа участника оптового рынка от поставки мощности по ДПМ с даты, наступающей ранее 1 января года *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ);  - об одностороннем внесении изменений в договор на модернизацию в части изменения периода поставки мощности по указанному договору и новая дата окончания поставки мощности по указанному договору наступает в году, предшествующему году *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ).  Указанные генерирующие объекты (ГЕМ) включаются Коммерческим оператором в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ.  Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, может быть скорректирован Коммерческим оператором и передан Системному оператору не позднее 5 (пяти) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности, в том числе и в случае получения Коммерческим оператором от ЦФР не позднее указанного срока уведомлений о внесении изменений в ДПМ в части изменения даты начала исполнения обязательства по поставке мощности генерирующих объектов, мощность которых должна поставляться в году, на который проводится КОМ, или уведомлений в части отказа участника оптового рынка от поставки мощности по ДПМ. В случае если уведомления о внесении изменений в ДПМ в части изменения даты начала исполнения обязательства по поставке мощности или отказа участника оптового рынка от поставки мощности по ДПМ предоставляются ЦФР Коммерческому оператору позднее 7 (семи) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности, Коммерческий оператор не корректирует Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке.  … | …  Объемы мощности, указанные в подпунктах 1, 2, 3, 7, 8 и 9 настоящего пункта, определяются в соответствии с Реестром генерирующих объектов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке (далее ― Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке), формируемым Коммерческим оператором и передаваемым Системному оператору в срокне позднее чем за 30 календарных дней до окончания срока подачи ценовых заявок на КОМ на соответствующий год (но не ранее, чем в течение 2 (двух) рабочих дней после вступления в силу решения Правительства Российской Федерации, определяющего особенности проведения КОМ в 2024 году и последующие годы).  …  в) в отношении каждого генерирующего объекта (ГЕМ) *g*:   * месторасположение генерирующего объекта (ГЕМ) *g*; * объем поставки мощности  генерирующего объекта (ГЕМ) *g*, соответствующий: * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС, или включенных в Перечень строящихся объектов АЭС, или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, или договору на модернизацию (указанных в результатах КОММод и в отношении которых договоры еще не заключены) и дата начала фактической поставки мощности которых на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, еще не наступила: * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС, или включенных в Перечень строящихся объектов АЭС – установленной мощности, указанной в договоре (в Перечне строящихся объектов АЭС); * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, – установленной мощности, указанной в договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору на модернизацию и которые функционируют после реализации мероприятий по модернизации, – установленной мощности, указанной в приложении 1 договора, с учетом заявленного участником уменьшения объема, а для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, зарегистрированных в составе условных ГТП, указанных в результатах КОММод, и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации, в отношении которых договоры еще не заключены, – установленной мощности, указанной в результатах КОММод; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО или по договору на модернизацию и для которых соблюдено каждое из следующих условий: * на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, наступила дата начала фактической поставки мощности; * за период, длительность которого составляет 12 календарных месяцев и окончание которого приходится на последний день месяца *M*-2, где *М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*, значение предельного объема поставки мощности равно нулю; * в отношении хотя бы одного расчетного периода (месяца) с даты начала поставки мощности по ДПМ для данного генерирующего объекта (ГЕМ) *g* СО было установлено ненулевое значение предельного объема поставки мощности,   – 95 % установленной мощности, указанной в договоре;   * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО или договору на модернизацию и для которых на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, наступила дата начала фактической поставки мощности, – минимальной величины из: * объема установленной мощности, определенного СО и переданного в КО 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*) в последнем на момент формирования Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ или договору купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, проведенного до 1 января 2021 года - увеличенного на 10 % объема установленной мощности, указанного в ДПМ или в договоре купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС или договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО; для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, проведенного после 1 января 2021 года, - отобранного объема мощности, указанного в договоре купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО, для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по договору на модернизацию - объема установленной мощности, указанного в договоре на модернизацию, с учетом заявленного участником уменьшения объема; * среднего значения объема располагаемой мощности за период, длительность которого составляет 12 календарных месяцев и окончание которого приходится на последний день месяца *M*-2, где *М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X,* определенного СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданного в КО не позднее чем за 40 (сорок) календарных дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности с возможностью корректировки не позднее чем за 6 (шесть) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности. Если для генерирующего объекта (ГЕМ) *g* отсутствуют данные о располагаемой мощности в один или более месяцев из 12 месяцев, предшествующих месяцу, в котором формируется Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, то в качестве среднего значения объема располагаемой мощности используется установленная мощность, указанная в договоре; * для генерирующих объектов (ГЕМ) *g*, поставка мощности которых осуществляется по ДПМ ВИЭ ГЭС/ТБО, ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС – установленной мощности, указанной в договоре;   …  В Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, не включаются генерирующие объекты (ГЕМ), в отношении которых не позднее чем за 7 (семь) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности Коммерческим оператором от ЦФР получено уведомление:  - об одностороннем внесении изменений в приложение 1 к Агентскому договору в части отказа участника оптового рынка от поставки мощности по ДПМ с даты, наступающей ранее 1 января года *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ);  - об одностороннем внесении изменений в договор на модернизацию в части изменения периода поставки мощности по указанному договору и новая дата окончания поставки мощности по указанному договору наступает в году, предшествующему году *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ).  Указанные генерирующие объекты (ГЕМ) включаются Коммерческим оператором в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ.  Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, может быть скорректирован Коммерческим оператором и передан Системному оператору не позднее 5 (пяти) рабочих дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности.  … |
| **2.1.3.5.1** | В отношении генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС в объем предложения при проведении КОМ подлежат включению объемы мощности таких объектов, определяемые для каждой ценовой зоны отдельно для СЭС и ВЭС по следующей формуле:  ;  ;  где , – суммарный объем мощности, подлежащий оплате по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС соответственно в декабре года, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности, определенный как сумма объемов установленной мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС, указанных в Реестре мощности, подлежащей обязательной покупке, переданном КО в СО в соответствии с п. 2.1.3.5 настоящего Регламента;  , – коэффициент минимальной обеспеченной выработки генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС и ДПМ ВИЭ ВЭС соответственно, определяемый для каждой ценовой зоны отдельно для СЭС и ВЭС по следующей формуле:  ;  ,  где Н1, Н2 – часы утреннего и вечернего максимального потребления ценовой зоны, определяемые на основании среднесуточного профиля потребления ценовой зоны, сформированного за каждые сутки зимнего периода, предшествующего дате публикации информации для КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента;  , , – значения суммарных часовых объемов выработки электрической энергии генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС и ДПМ ВИЭ ВЭС соответственно, определенные на основании отранжированного по убыванию значений ряда данных о суммарных часовых объемах выработки электрической энергии указанных объектов в часы утреннего и вечернего максимального потребления ценовой зоны H1 и H2 соответственно за каждые сутки зимнего периода, предшествующего дате публикации информации для КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни зимнего периода за 10 лет и определенного в соответствии с порядком определения спроса на мощность в соответствующей ценовой зоне, утвержденным Минэнерго России;  , – суммарная среднемесячная установленная мощность генерирующих объектов ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС соответственно, в зимний период, предшествующий дате публикации информации для проведения КОМ, определенная на основании значений установленной мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС, зарегистрированных в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к Д*оговору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | В отношении генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС в объем предложения при проведении КОМ подлежат включению объемы мощности таких объектов, определяемые для каждой ценовой зоны отдельно для СЭС и ВЭС по следующей формуле:  ,  ,  где  , – суммарный объем мощности, подлежащий оплате по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС соответственно в декабре года, на который проводится КОМ, определенный как сумма объемов установленной мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС, указанных в Реестре мощности, подлежащей обязательной покупке, переданном КО в СО в соответствии с п.2.1.3.5 настоящего Регламента;  , - коэффициент минимальной обеспеченной выработки генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС и ДПМ ВИЭ ВЭС соответственно, определяемый для каждой ценовой зоны отдельно для СЭС и ВЭС по следующей формуле:  ,  где:  Н1, Н2 – часы утреннего и вечернего максимального потребления ценовой зоны, определяемые на основании среднесуточного профиля потребления ценовой зоны, сформированного за каждые сутки последнего зимнего периода;  , , - значения суммарных часовых объемов выработки электрической энергии генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС и ДПМ ВИЭ ВЭС соответственно, определенные на основании отранжированного по убыванию значений ряда данных о суммарных часовых объемах выработки электрической энергии указанных объектов в часы утреннего и вечернего максимального потребления ценовой зоны H1 и H2 соответственно за каждые сутки последнего зимнего периода, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни зимнего периода за 10 лет и определенного в соответствии с Положением о порядке определения спроса;  , – суммарная среднемесячная установленная мощность генерирующих объектов ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС соответственно, в последний зимний период, определенная на основании значений установленной мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по ДПМ СЭС и ДПМ ВЭС, зарегистрированных в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **2.1.3.9** | 2.1.3.9. Коммерческий оператор не позднее 1 сентября года, в котором проводится КОМ на год *Х*, рассчитывает и направляет на бумажном носителе Системному оператору:   * для КОМ, проводимых в 2019 году:   ;  ;   * для КОМ, проводимых в 2020 году и в последующие годы (за исключением КОМ, проводимого в 2024 году):   ;  ;   * для КОМ, проводимого в 2024 году:   ;  ,  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*;  – определенная Коммерческим оператором в соответствии с порядком, установленным настоящим пунктом, цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2026 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*;  – определенная Коммерческим оператором в соответствии с порядком, установленным настоящим пунктом, цена на мощность во второй точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2026 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*).  В отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, при определении величины цены на мощность в первой и второй точке спроса величина  определяется на основании данных о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в декабре года *Y*-1 в процентах к декабрю года *Y*-2, определенных и опубликованных федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации, на официальном сайте указанного органа исполнительной власти rosstat.gov.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены, инфляция / Потребительские цены / Индексы потребительских цен / Индексы потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации, месяцы (с 1991 г.) / XLSX» по состоянию на 17 января 2024 года.  В случае отсутствия по состоянию на вышеуказанную дату на официальном сайте rosstat.gov.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены, инфляция / Потребительские цены / Индексы потребительских цен / Индексы потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации, месяцы (с 1991 г.) / XLSX» данных о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в декабре года *Y*-1 в процентах к декабрю года *Y*-2, то величина  определяется на основании данных о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в ноябре года *Y*-1 в процентах к декабрю года *Y*-2.  *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:   * 1,15 – для отбора, проводимого на 2022 год; * 1,15 – для отбора, проводимого на 2023 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2024 год.   Если в году *Y* проводится несколько КОМ на разные годы поставки мощности *X*, то для первого КОМ, проводимого в данному году,  и  рассчитываются в соответствии с определенными в настоящем пункте формулами, а для всех последующих КОМ, проводимых в данном году, и  принимаются равными значениям, рассчитанным для первого КОМ, проводимого в данному году.  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.  В отношении КОМ, проводимого в 2021 году на 2026 год, КО повторно рассчитывает соответствующие значения цены на мощность и направляет на бумажном носителе Системному оператору в срок не позднее 20 января 2021 года.  В отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, КО повторно рассчитывает соответствующие значения цены на мощность и направляет на бумажном носителе Системному оператору в срок не позднее 19 января 2024 года.  Системный оператор в течение 1 (одного) дня, следующего за днем получения (в отношении КОМ, проводимого в 2021 году на 2026 год, – не позднее 20 января 2021 года, в отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, – не позднее 20 января 2024 года) 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. | 2.1.3.8. Коммерческий оператор не позднее чем за 15 дней до указанной в п. 2.1.3.1 настоящего Регламента даты окончания срока подачи заявок на продажу мощности для целей участия в КОМ на год *Х*, рассчитывает и направляет на бумажном носителе Системному оператору:   * для КОМ, проводимых в 2019 году:   ;  ;   * для КОМ, проводимых в 2020 и 2021 годах:   ;  ;   * для КОМ, проводимого в 2024 году:   ;   * для КОМ, проводимого в 2025 и последующих годах:   *,*  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*;  – определенная Коммерческим оператором в соответствии с порядком, установленным настоящим пунктом, цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использовавшаяся для определения спроса на мощность при проведении КОМ на 2026 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 корректировки цены в первой точке спроса для отбора, проводимого на год *X*, равный:   * 1,15 – для отбора, проводимого на 2022 год; * 1,15 – для отбора, проводимого на 2023 год; * 1,20 – для отбора, проводимого на 2024 год; * для отборов, проводимых на 2027 год и последующие годы, определяется в соответствии с пунктом 107 Правил оптового рынка. В случае если данная величина не определена, принимается равным 1.   Если в году *Y* проводится несколько КОМ на разные годы поставки мощности *X*, то для первого КОМ, проводимого в данному году,  и  рассчитываются в соответствии с определенными в настоящем пункте формулами, а для всех последующих КОМ, проводимых в данном году, и  принимаются равными значениям, рассчитанным для первого КОМ, проводимого в данному году.  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.  В отношении КОМ, проводимого в 2021 году на 2026 год, КО повторно рассчитывает соответствующие значения цены на мощность и направляет на бумажном носителе Системному оператору в срок не позднее 20 января 2021 года.  В отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, КО повторно рассчитывает соответствующее значение цены на мощность в первой точке спроса на мощность для каждой ценовой зоны и направляет на бумажном носителе Системному оператору в течение 5 (пяти) рабочих дней после дня вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, определяющего особенности проведения КОМ в 2024 году и последующие годы.  В случае получения от Коммерческого оператора актуализированного значения цены на мощность в первой точке спроса на мощность для каждой ценовой зоны позднее даты публикации информации для КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента, Системный оператор в течение 1 (одного) дня, следующего за днем получения указанной информации, определяет в соответствии с п. 2.1.3.9 настоящего Регламента актуализированное значение цены на мощность во второй точке спроса и публикует информацию о величине цены в первой и второй точках спроса на официальном сайте СО и сайте КОМ СО. |
| **2.1.3.9** | **Добавить пункт** | Системный оператор рассчитывает значение цены на мощность во второй точке спроса () для КОМ, проводимых в 2024 году и последующие годы, по следующей формуле:  ,  где:  – цена на мощность в первой точке спроса на мощность в ценовой зоне *z* на год *X*, представленная Коммерческим оператором в соответствии с п. 2.1.3.8 настоящего Регламента;  ,  где:  ,  где:  – объем спроса на мощность в первой точке спроса на мощность в ценовой зоне *z* на год *X*, определенный в соответствии с п. 2.1.3.4 настоящего Регламента;  ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне, определенный в соответствии с приложением 3 к настоящему Регламенту;  – объем спроса на мощность во второй точке спроса на мощность в ценовой зоне *z* год *X*, определенный по следующей формуле:  ;  – объем мощности, подлежащий обязательной покупке в ценовой зоне *z*, определенный как суммарный объем мощности генерирующих объектов, включенных в Реестр мощности, подлежащий обязательной покупке (за исключением объема мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС), определенный в соответствии с п. 2.1.3.5 настоящего Регламента, и генерирующих объектов, включенных Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определенный в соответствии с п. 3.3 настоящего Регламента, и объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС/ВЭС, подлежащий включению в объем предложения при проведении КОМ в соответствии с п. 2.1.3.5.1 настоящего Регламента. |
| **3.2.3.2** | …  г) Признак «ЕГО, в отношении которой принято решение уполномоченного органа о согласовании вывода из эксплуатации»:   * значение «да» устанавливается для всех ЕГО, которые включены в Перечень генерирующего оборудования, в отношении которого принято решение о приостановлении или о согласовании вывода из эксплуатации, полученных КО в соответствии с пунктом 16.4 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на момент формирования Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, и в отношении которых дата, с которой вывод данного генерирующего оборудования согласован (дата, до которой вывод данного оборудования приостановлен), указанная в данном Перечне, наступает ранее 1 января года, на который проводится КОМ и для которого сформирован данный Реестр; * значение «нет» устанавливается для всех остальных ЕГО. | …  г) Признак «ЕГО, в отношении которой принято решение уполномоченного органа о согласовании вывода из эксплуатации»:   * значение «да» устанавливается для всех ЕГО, которые включены в Перечень генерирующего оборудования, в отношении которого принято решение о приостановлении или о согласовании вывода из эксплуатации, полученных КО в соответствии с пунктом 16.4 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на момент формирования Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, и в отношении которых дата, с которой вывод данного генерирующего оборудования согласован (дата, до которой вывод данного оборудования приостановлен), указанная в данном Перечне, наступает ранее 1 января года, на который проводится КОМ и для которого сформирован данный Реестр; * значение «нет» устанавливается для всех остальных ЕГО.   д) Период реализации мероприятий по модернизации, указываемый в отношении ЕГО, функционирующих до реализации мероприятий по модернизации в соответствии с заключенными договорами на модернизацию. |
| **4.2.1.3** | Объемы мощности гидроэлектростанций, функционирующих в рамках каждой ценовой зоны, включаются в объем предложения в сумме следующих объемов:  - суммарной располагаемой мощности ГЕМ ГЭС, указанной в ценовой заявке на декабрь года, на который проводится КОМ, в отношении ГЕМ, функционирующих в соответствующей ценовой зоне и включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ;  - суммарном объеме мощности ГЕМ, указанном в Реестре мощности, подлежащей обязательной покупке, для ГЕМ, функционирующих в соответствующей ценовой зоне и включенных в указанный реестр,  но не выше максимально доступного значения объема мощности ГЭС, определяемого для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где z – номер ценовой зоны, определяемый для первой ценовой зоны равным 1, для второй ценовой зоны – равным 2;  – объем спроса на мощность в соответствующей ценовой зоне в первой точке спроса, опубликованный в соответствии с подп. «д» п. 2.1.2 настоящего Регламента;  – суммарный объем располагаемой мощности ГЕМ ГАЭС (за исключением ГАЭС, работающих по водотоку), расположенных в соответствующей ценовой зоне, указанный в ценовых заявках, поданных для участия в КОМ в отношении данных генерирующих объектов;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС, определенный для соответствующей ценовой зоны в соответствии с п. 2.1.3.5.1 настоящего Регламента;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ ВЭС, определенный для соответствующей ценовой зоны в соответствии с п.2.1.3.5.1 настоящего Регламента;  – минимально достаточный совокупный объем располагаемой мощности ТЭС и АЭС, требуемый для покрытия спроса на мощность в ценовой зоне, определяемый для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где – число часов в зимние месяцы, равное 2160;  коэффициент неготовности ТЭС и АЭС, рассчитанный для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где – суммарный объем неплановых снижений мощности генерирующего оборудования ТЭС и АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, определенный как сумма снижений мощности, рассчитанных в соответствии с *Регламентом определения фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также объем плановых снижений мощности генерирующего оборудования АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, определенный в соответствии с *Регламентом определения фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за один месяц десяти зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента, в котором определен наибольший объем таких снижений;  – суммарный объем располагаемой мощности ТЭС и АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, в месяце, в котором определен наибольший суммарный объем снижений мощности  – минимально достаточный совокупный объем выработки электрической энергии ТЭС и АЭС, требуемый для покрытия прогнозируемого объема потребления электрической энергии в ценовой зоне на год, на который проводится КОМ, определяемый для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где – прогнозируемый объем потребления электрической энергии по территориям территориальных энергосистем, расположенных в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации, отнесенных к ценовой зоне, на год, на который проводится КОМ, определенный на основании предусмотренных в последней утвержденной Минэнерго России схеме и программе развития электроэнергетических систем России прогнозных данных на год, на который проводится КОМ;  – доля потребления электрической энергии в ценовой зоне в зимний период, рассчитанная на основании статистических данных за десять зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента;  – объем поставки электрической энергии из ценовой зоны в зарубежные энергосистемы в зимние месяцы года, на который проводится КОМ, определенный в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка на основании представленных организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции на оптовом рынке, заключенных на соответствующий период договоров (контрактов) на поставку электрической энергии в зарубежные энергосистемы;  – совокупный объем выработки ГЭС, а также работающих по водотоку ГАЭС, расположенных в ценовой зоне, в отношении которых поданы ценовые заявки на данный КОМ, соответствующие установленным требованиям, а также ГЭС, включенных в Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, в зимний период маловодного года, определенный в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка как значение объемов выработки электрической энергии в зимний период с наименьшим объемом выработки электрической энергии ГЭС, расположенных в соответствующей ценовой зоне, выбранный из всех зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента, начиная с 2011 года. При этом для ГЭС и водоточных ГАЭС, введенных в эксплуатацию позднее 1 января 2011 года, в отношении периодов до выхода указанных ГЭС (водоточных ГАЭС) на номинальные паспортные параметры работы учитываются минимальные объемы выработки в зимние периоды работы с паспортными параметрами, а для ГЭС, в отношении которых отсутствует хотя бы один зимний период работы на паспортных параметрах, учитывается объем выработки, соответствующий объему установленной мощности, умноженному на средний КИУМ ГЭС, функционирующих в ценовой зоне, в зимний период с наименьшим объемом выработки электрической энергии ГЭС, и на количество часов в зимние месяцы;  – совокупный объем выработки ГАЭС (за исключением ГАЭС, работающих по водотоку), определенный как среднее значение объемов выработки электрической энергии соответствующих электростанций, расположенных в соответствующей ценовой зоне, за десять зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения КОМ, указанной в п. 2.1.2 настоящего Регламента. При этом для ГАЭС, введенных в эксплуатацию позднее чем за 10 лет до проведения КОМ, в отношении зимних периодов до выхода указанных гидроаккумулирующих электростанций на номинальные паспортные параметры работы учитываются средние объемы выработки в зимние периоды работы с паспортными параметрами, а для ГАЭС, в отношении которых отсутствует хотя бы один зимний период работы на паспортных параметрах, объем выработки рассчитывается как располагаемая мощность, указанная в ценовой заявке, поданной для участия в КОМ в отношении данных генерирующих объектов, умноженная на средний КИУМ ГАЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за десять зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения КОМ, указанный в п. 2.1.2 настоящего регламента, и на количество часов в зимние месяцы;  – совокупный объем выработки генерирующих объектов ДПМ СЭС/ВЭС, определенный для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где – объем мощности генерирующих объектов ДПМ СЭС, функционирующих в ценовой зоне, в декабре года, на который проводится КОМ;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВЭС, функционирующих в ценовой зоне, в декабре года, на который проводится КОМ;  – КИУМ генерирующих объектов ДПМ СЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за зимний период, предшествующий дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;  – КИУМ генерирующих объектов ДПМ ВЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за зимний период, предшествующий дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;  – совокупный объем выработки генерирующих объектов, функционирующих на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в соответствующую ценовую зону, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП, определенный на основании статистических данных за зимний период, предшествующий дате публикации информации для проведения КОМ, указанный в п. 2.1.2 настоящего Регламента. | Объемы мощности гидроэлектростанций, функционирующих в рамках каждой ценовой зоны, включаются в объем предложения в сумме следующих объемов:  - суммарной располагаемой мощности ГЕМ ГЭС, указанной в ценовой заявке на декабрь года, на который проводится КОМ, в отношении ГЕМ, функционирующих в соответствующей ценовой зоне и включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ;  - суммарном объеме мощности ГЕМ, указанном в Реестре мощности, подлежащей обязательной покупке, для ГЕМ, функционирующих в соответствующей ценовой зоне и включенных в указанный реестр,  но не выше максимально доступного значения объема мощности ГЭС, определяемого для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где z – номер ценовой зоны, определяемый для первой ценовой зоны равным 1, для второй ценовой зоны – равным 2;  – объем спроса на мощность в соответствующей ценовой зоне в первой точке спроса, опубликованный в соответствии с подп. «ж» п. 2.1.2 настоящего Регламента;  – суммарный объем располагаемой мощности ГЕМ ГАЭС (за исключением ГАЭС, работающих по водотоку), расположенных в соответствующей ценовой зоне, указанный в ценовых заявках, поданных для участия в КОМ в отношении данных генерирующих объектов;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ СЭС, определенный для соответствующей ценовой зоны в соответствии с п. 2.1.3.5.1 настоящего Регламента;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВИЭ ВЭС, определенный для соответствующей ценовой зоны в соответствии с п.2.1.3.5.1 настоящего Регламента.  – минимально достаточный совокупный объем располагаемой мощности ТЭС и АЭС, требуемый для покрытия спроса на мощность в ценовой зоне, определяемый для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где:  – число часов в зимний период, равное 2160;  коэффициент неготовности ТЭС и АЭС, рассчитанный для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где:  – суммарный объем неплановых снижений мощности генерирующего оборудования ТЭС и АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, определенный как сумма снижений мощности, рассчитанных в соответствии с Регламентом определения фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), а также объем плановых снижений мощности генерирующего оборудования АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, определенный в соответствии с Регламентом определения фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), за один месяц десяти последних зимних периодов, в котором определен наибольший объем таких снижений;  – суммарный объем располагаемой мощности ТЭС и АЭС, имеющих обязательства по поставке мощности в соответствующем месяце зимнего периода и расположенных в соответствующей ценовой зоне, в месяце, в котором определен наибольший суммарный объем снижений мощности  – минимально достаточный совокупный объем выработки электрической энергии ТЭС и АЭС, требуемый для покрытия прогнозируемого объема потребления электрической энергии в ценовой зоне на год, на который проводится КОМ, определяемый для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где:  – прогнозируемый объем потребления электрической энергии по территориям территориальных энергосистем, расположенных в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации, отнесенных к ценовой зоне, на год, на который проводится КОМ, определенный на основании предусмотренных в последней утвержденной Минэнерго России схеме и программе развития электроэнергетических систем России прогнозных данных на год, на который проводится КОМ;  – доля потребления электрической энергии в ценовой зоне в зимний период, рассчитанная на основании статистических данных за десять последних зимних периодов;  – объем поставки электрической энергии из ценовой зоны в зарубежные энергосистемы в зимние месяцы года, на который проводится КОМ, определенный на основании информации о наличии заключенных на соответствующий период договоров (контрактов) на поставку электрической энергии в зарубежные энергосистемы и предусмотренных такими договорами объемах поставки электрической энергии в режиме экспорта в зарубежную энергосистему, предоставленной организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции на оптовом рынке, Системному оператору в сроки, указанные в п. 2.1.3.3 настоящего Регламента;  – совокупный объем выработки ГЭС, а также работающих по водотоку ГАЭС, расположенных в ценовой зоне, в отношении которых поданы ценовые заявки на данный КОМ, соответствующие установленным требованиям, а также ГЭС, включенных в Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, в зимний период маловодного года, определенный как значение объемов выработки электрической энергии в зимний период с наименьшим объемом выработки электрической энергии ГЭС, расположенных в соответствующей ценовой зоне, выбранный из всех зимних периодов, начиная с 2011 года. При этом для ГЭС и водоточных ГАЭС, введенных в эксплуатацию позднее 1 января 2011 года, в отношении периодов до выхода указанных ГЭС (водоточных ГАЭС) на номинальные паспортные параметры работы учитываются минимальные объемы выработки в зимние периоды работы с паспортными параметрами, а для ГЭС, в отношении которых отсутствует хотя бы один зимний период работы на паспортных параметрах, учитывается объем выработки, соответствующий объему установленной мощности, умноженному на средний КИУМ ГЭС, функционирующих в ценовой зоне, в зимний период с наименьшим объемом выработки электрической энергии ГЭС, и на количество часов в зимние месяцы;  – совокупный объем выработки ГАЭС (за исключением ГАЭС, работающих по водотоку), определенный как среднее значение объемов выработки электрической энергии соответствующих электростанций, расположенных в соответствующей ценовой зоне, за десять последних зимних периодов. При этом для ГАЭС, введенных в эксплуатацию позднее чем за 10 лет до проведения КОМ, в отношении зимних периодов до выхода указанных гидроаккумулирующих электростанций на номинальные паспортные параметры работы учитываются средние объемы выработки в зимние периоды работы с паспортными параметрами, а для ГАЭС, в отношении которых отсутствует хотя бы один зимний период работы на паспортных параметрах, объем выработки рассчитывается как располагаемая мощность, указанная в ценовой заявке, поданной для участия в КОМ в отношении данных генерирующих объектов, умноженная на средний КИУМ ГАЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за десять последних зимних периодов, и на количество часов в зимние месяцы;  – совокупный объем выработки генерирующих объектов ДПМ СЭС/ВЭС, определенный для каждой ценовой зоны по следующей формуле:  ,  где:  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ СЭС, функционирующих в ценовой зоне, в декабре года, на который проводится КОМ;  – объем мощности генерирующих объектов ДПМ ВЭС, функционирующих в ценовой зоне, в декабре года, на который проводится КОМ;  – КИУМ генерирующих объектов ДПМ СЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за последний зимний период;  – КИУМ генерирующих объектов ДПМ ВЭС, функционирующих в ценовой зоне, рассчитанный за последний зимний период;  – совокупный объем выработки генерирующих объектов, функционирующих на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в соответствующую ценовую зону, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП, определенный на основании статистических данных за последний зимний период. |
| **4.5.2** | …  Объемы располагаемой мощности ГЕМ, не относящихся к объектам гидроэлектростанции, указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь (в отношении ГЕМ, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме наступает ранее ноября месяца, – на период с месяца начала поставки мощности по итогам КОМ по ноябрь соответствующего года) и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь и отобранный по результатам КОМ, включаются в Реестр итогов КОМ на соответствующие месяцы в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь (), определенном в соответствии с п. 3 Математической модели конкурентного отбора мощности (приложение 3 к настоящему Регламенту).  В отношении ГЕМ, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме либо по ДПМ, либо по договорам новых АЭС, либо по договорам на модернизацию наступает ранее ноября, и отобранных на оставшуюся часть года, объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке на период с месяца, следующего за месяцем окончания поставки мощности в вынужденном режиме, либо по ДПМ, либо по договорам новых АЭС, либо по договорам на модернизацию, по ноябрь и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, включаются в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь.  … | …  Объемы располагаемой мощности ГЕМ, не относящихся к объектам ГЭС (ГАЭС), указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь (в отношении ГЕМ, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме наступает ранее ноября месяца, – на период с месяца начала поставки мощности по итогам КОМ по ноябрь соответствующего года) и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь и отобранный по результатам КОМ, включаются в Реестр итогов КОМ на соответствующие месяцы в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь (), определенном в соответствии с п. 3 Математической модели конкурентного отбора мощности (приложение 3 к настоящему Регламенту).  Объемы располагаемой мощности ГЕМ ГЭС (ГАЭС), указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, умноженный на коэффициент , рассчитанный в соответствии с п. 2.2.4.3 Порядка подачи заявок на продажу мощности (приложение 2 к настоящему Регламенту), и отобранный по результатам КОМ, включаются в Реестр итогов КОМ на соответствующие месяцы в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь, умноженном на коэффициент .  В отношении ГЕМ, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме либо по ДПМ, либо по договорам новых АЭС, либо по договорам на модернизацию наступает ранее 1 декабря, и отобранных на оставшуюся часть года, объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке на период с месяца, следующего за месяцем окончания поставки мощности в вынужденном режиме, либо по ДПМ, либо по договорам новых АЭС, либо по договорам на модернизацию, по ноябрь и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, включаются в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь.  … |
| **4.7.6** | При формировании Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в отношении ГЕМ, включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, не относящихся к гидроэлектростанциям, помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, определяются в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь, за исключением ГЕМ с модернизируемым оборудованием по ДПМ. Объемы мощности ГЕМ с модернизируемым оборудованием по ДПМ включаются в Реестр генерирующих объектов, мощность которых была предложена поставщиками к продаже путем подачи заявки, но не была отобрана в конкурентном отборе мощности, на период с января до месяца начала поставки по ДПМ, определенного согласно Реестру мощности, подлежащей обязательной покупке, в объемах, указанных в поданной заявке, но не превышающих суммы располагаемой мощности на декабрь (), определенной в соответствии с п. 3 Математической модели конкурентного отбора *мощности* (приложение 3 к настоящему Регламенту) на основании заявки, поданной по соответствующей ГЕМ, включенной в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, и объема мощности из Реестра мощности, подлежащей обязательной покупке, по ГЕМ, зарегистрированным в отношении генерирующих объектов по ДПМ.  При формировании Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в отношении объектов, включенных КО в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в заявке на продажу мощности, в период от начала года до даты начала поставки мощности, переданной в составе Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ в соответствии с подпунктом «г» пункта 3.2.3.1 настоящего Регламента, определяются не выше величины объема поставки мощности, указанного в Реестре генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме. В отношении объектов, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме наступает ранее ноября месяца, объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке на период с месяца, следующего за месяцем окончания поставки мощности в вынужденном режиме, по ноябрь соответствующего года и превышающие объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, включаются в Реестр генерирующих объектов, мощность которых была предложена поставщиками к продаже путем подачи заявки, но не была отобрана в конкурентном отборе мощности, в объеме располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь. | При формировании Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в отношении ГЕМ, включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, мощность которых была предложена поставщиками к продаже путем подачи заявки, но не была отобрана в конкурентном отборе мощности, указываются помесячные объемы неотобранной мощности ГЕМ в объеме, указанном в ценовой заявке на соответствующий месяц в период с января по ноябрь, но не более значения объема располагаемой мощности, указанной в ценовой заявке на декабрь.  В отношении ГЕМ, у которых окончание периода поставки мощности в вынужденном режиме либо по ДПМ, либо по договорам новых АЭС/ГЭС, либо по договорам на модернизацию наступает ранее 1 декабря, и не отобранных на оставшуюся часть года, в объемы неотобранной мощности включаются объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке на период с месяца, следующего за месяцем окончания поставки мощности по указанным выше договорам, указанным в переданном КО Реестре мощности, подлежащей обязательной покупке, или Реестре генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, по ноябрь, и превышающие объем располагаемой мощности ГЕМ, указанный в ценовой заявке на декабрь, – в объеме располагаемой мощности ГЕМ, указанной в ценовой заявке на декабрь.  В отношении ГЕМ, в отношении которых заключены договоры на модернизацию, а также зарегистрированных в составе условных ГТП, перечисленных в результатах КОММод, и которые функционируют до реализации мероприятий по модернизации, в объемы неотобранной мощности включаются объемы располагаемой мощности ГЕМ, указанные в ценовой заявке начиная с месяца, следующего за месяцем окончания периода реализации мероприятий по модернизации, указанного в переданном КО Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, по декабрь года, на который проводится КОМ. |
| **Приложение 2,**  **п. 2.4.3.3** | В качестве параметра «располагаемая мощность» электростанции (п. 2.3.3.3 настоящего Порядка) указывается величина располагаемой мощности электростанции, равная сумме значений располагаемой мощности ГЕМ, указанных в отношении ГЕМ, входящих в данную электростанцию. | В качестве параметра «располагаемая мощность» электростанции (п. 2.3.3.3 настоящего Порядка) указывается величина располагаемой мощности электростанции, равная сумме значений располагаемой мощности ГЕМ, указанных в отношении ГЕМ, входящих в данную электростанцию.  В отношении ГЭС (ГАЭС) совокупные объемы располагаемой мощности по ГЕМ, указываемые в поданных в отношении одной ГЭС (ГАЭС) ценовых заявках на период с января по ноябрь, не могут превышать сумму объемов располагаемой мощности ГЕМ, указанных в поданных в отношении одной ГЭС (ГАЭС) ценовых заявках на декабрь, умноженную на коэффициент, рассчитанный как максимальное значение из единицы и максимального за 10 лет до проведения КОМ отношения располагаемой мощности в соответствующем месяце к располагаемой мощности в декабре года, к которому относится такой месяц (при нулевом значении располагаемой мощности в декабре года, к которому относится такой месяц, используется объем мощности, указанный в ценовых заявках на декабрь соответствующего года).  ,  ,  где:  – совокупные объемы располагаемой мощности по ГЕМ, указываемые в поданных в отношении одной ГЭС (ГАЭС) ценовых заявках на месяц *m* в период с января по ноябрь года *X*, на который проводится КОМ;  – совокупные объемы располагаемой мощности по ГЕМ, указываемые в поданных в отношении одной ГЭС (ГАЭС) ценовых заявках на декабрь года год *X*, на который проводится КОМ;  – фактическая располагаемая мощность ГЭС (ГАЭС) в месяце *m* каждого из 10 лет, предшествующего году проведения КОМ;  – фактическая располагаемая мощность ГЭС (ГАЭС) в декабре каждого из 10 лет, предшествующего году проведения КОМ (при нулевом значении фактической располагаемой мощности в декабре года, к которому относится такой месяц, используется объем мощности, указанный в ценовых заявках, поданных в КОМ на декабрь соответствующего года).  В случае если совокупные помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ ГЭС (ГАЭС), указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь в отношении одной ГЭС (ГАЭС), превышают совокупный объем располагаемой мощности ГЕМ, указанный в ценовой заявке на декабрь в отношении данной ГЭС (ГАЭС), умноженный на коэффициент , участник КОМ, подавший такую заявку, выражает свое безусловное согласие на то, что при формировании итогов КОМ объемы мощности на соответствующий (-ие) месяц (-ы) поставки периода с января по ноябрь по таким ГЕМ будут определены в соответствии с п. 4.2.1.2 настоящего Регламента. При этом должно быть выполнено условие, что суммарная величина располагаемых мощностей ГЕМ должна быть строго равна величине располагаемой мощности электростанции, указанной в заявке согласно п. 2.4.3.2 настоящего Порядка. |
| **Приложение 2,**  **п. 2.4.4.4** | В качестве параметра ГЕМ «располагаемая мощность» (п. 2.3.4.4 настоящего Порядка) указывается суммарная располагаемая мощность ЕГО с учетом прогнозируемых участником КОМ ограничений установленной мощности и (или) допустимого превышения нагрузки над установленной мощностью, предлагаемая к продаже по результатам КОМ, в отношении каждого месяца года, на который проводится КОМ. При наличии общестанционных (общих для группы ГЕМ) ограничений распределение указанного объема между ГЕМ и ЕГО, входящими в состав каждой ГЕМ, осуществляется субъектом оптового рынка самостоятельно. В отношении ГЕМ, не относящихся к объектам гидроэлектростанции, объемы располагаемой мощности, указываемые в ценовой заявке на период с января по ноябрь, не должны превышать объем располагаемой мощности, указанный в данной Заявке на декабрь. В случае если помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ, не относящихся к объектам гидроэлектростанции, указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь, превышают объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, участник КОМ, подавший такую заявку, выражает свое безусловное согласие на то, что при формировании итогов КОМ объемы мощности на соответствующий (-ие) месяц (-ы) поставки периода с января по ноябрь по таким ГЕМ будут определены равными объему располагаемой мощности, указанному в ценовой заявке на декабрь. При этом должно быть выполнено условие, что суммарная величина располагаемых мощностей ГЕМ должна быть строго равна величине располагаемой мощности электростанции, указанной в заявке согласно п. 2.4.3.2 настоящего Порядка. … | В качестве параметра ГЕМ «располагаемая мощность» (п. 2.3.4.4 настоящего Порядка) указывается суммарная располагаемая мощность ЕГО с учетом прогнозируемых участником КОМ ограничений установленной мощности и (или) допустимого превышения нагрузки над установленной мощностью, предлагаемая к продаже по результатам КОМ, в отношении каждого месяца года, на который проводится КОМ. При наличии общестанционных (общих для группы ГЕМ) ограничений распределение указанного объема между ГЕМ и ЕГО, входящими в состав каждой ГЕМ, осуществляется субъектом оптового рынка самостоятельно. В отношении ГЕМ, не относящихся к объектам ГЭС (ГАЭС), объемы располагаемой мощности, указываемые в ценовой заявке на период с января по ноябрь, не должны превышать объем располагаемой мощности, указанный в данной Заявке на декабрь. В случае если помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ, не относящихся к объектам ГЭС (ГАЭС), указанные в ценовой заявке на период с января по ноябрь, превышают объем располагаемой мощности, указанный в ценовой заявке на декабрь, участник КОМ, подавший такую заявку, выражает свое безусловное согласие на то, что при формировании итогов КОМ объемы мощности на соответствующий (-ие) месяц (-ы) поставки периода с января по ноябрь по таким ГЕМ будут определены равными объему располагаемой мощности, указанному в ценовой заявке на декабрь. При этом должно быть выполнено условие, что суммарная величина располагаемых мощностей ГЕМ должна быть строго равна величине располагаемой мощности электростанции, указанной в заявке согласно п. 2.4.3.3 настоящего Порядка. … |
| **Приложение 3, п. 2** | Параметры спроса в ценовой зоне *z* ():  – определенные в соответствии с п. 2.1.3.9 настоящего Регламента для ценовой зоны *z* значения цены в точках 1 и 2 спроса на мощность; | Параметры спроса в ценовой зоне *z* ():  – определенные в соответствии с пп. 2.1.3.8 и 2.1.3.9 настоящего Регламента для ценовой зоны *z* значения цены в точках 1 и 2 спроса на мощность; |

**Приложение № 1.1.2**

**Обоснование:** предлагается внести в Регламент проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) изменения, приводящие их в соответствие с положениями постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации для определения основных положений, регулирующих оказание на оптовом рынке электрической энергии и мощности услуг по управлению изменением режима потребления» от 12.04.2024 № 461, и изменения технического характера.

**Дата вступления в силу:** 24 июня 2024 года.

**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) |
| --- | --- | --- |
| **Приложение 3, п. 2** | …  – значения объема в точках 1 и 2 спроса на мощность.  … | …  – значения объема в точках 1 и 2 спроса на мощность.  … |
| **Приложение 3, п. 3** | **3. Функция спроса с учетом услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии**  Спрос на мощность для каждой ценовой зоны в соответствии с Правилами оптового рынка задается зависимостью цены от объема, которая графически представляется в виде прямой, проходящей через первую и вторую точки спроса на мощность. При этом объем спроса на мощность в первой точке спроса на мощность уменьшается на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*, а во второй точке спроса на мощность соответствует величине, равной увеличенному на 12 процентов объему в первой точке спроса на мощность, уменьшенной на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*:  ;  .  Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по обеим ценовым зонам для проведения конкурентного отбора мощности в 2024 году на период поставки с 01.01.2027 по 31.12.2027, равный 2097 МВт; для проведения последующих конкурентных отборов мощности определяемый в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса;  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где = *{Q1,...,Q8}* – период, равный восьми полным периодам оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (календарным кварталам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии), предшествующим дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  ;  ,  – заявленный в отношении агрегированного объекта управления *ar* объем снижения потребления электрической энергии в месяце *m.*  Для расчета в целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году на период поставки с 01.01.2027 по 31.12.2027, используется информация (, о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117, и о результатах осуществления ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии за период = *{Q1,...,Q4},* приходящийся на2023 год.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . | **3. Функция спроса с учетом услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии**  Спрос на мощность для каждой ценовой зоны в соответствии с Правилами оптового рынка задается зависимостью цены от объема, которая графически представляется в виде прямой, проходящей через первую и вторую точки спроса на мощность. При этом объем спроса на мощность в первой точке спроса на мощность уменьшается на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*, а во второй точке спроса на мощность соответствует величине, равной увеличенному на 12 процентов объему в первой точке спроса на мощность, уменьшенной на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*:  ;  .  Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по обеим ценовым зонам для проведения конкурентного отбора мощности в 2024 году на период поставки с 01.01.2027 по 31.12.2027, равный 2097 МВт; для проведения последующих конкурентных отборов мощности определяемый в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса;  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где = *{Q1,...,Q8}* – период, равный восьми полным периодам оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (календарным кварталам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии), предшествующим дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  ;  ,  – заявленный в отношении агрегированного объекта управления *ar* объем снижения потребления электрической энергии в месяце *m*, а для целей проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, – заявленный в ценовых заявках в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности), объем оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию в отношении соответствующего энергопринимающего устройства *ar*.  В целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, для расчета используется информация (, о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и о результатах осуществления ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии за период = *{Q1,...,Q4},* приходящийся на2023 год, а для распределения ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка используется информация о за период = *{Q1,...,Q8},* приходящийся на 2022–2023 годы.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . |