

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка с 02.11.2024** в связи с вступлением в силу постановления Правительства Российской Федерации от 01.11.2024 № 1472 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
11.	Добавить пункт с изменением последующей нумерации.	<b>Требования к определению требуемого объема мощности для целей проведения конкурентного отбора мощности</b> Определение требуемого объема мощности, используемого для определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей проведения конкурентного отбора мощности, осуществляется в соответствии с Приложением 15 к настоящим <i>Техническим требованиям</i> с учетом положений правил и регламентов оптового рынка.

**Приложение 15**  
к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

**Порядок определения требуемого объема мощности, используемого для  
определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для  
целей проведения конкурентного отбора мощности**

**1. Область применения**

1.1. Настоящий Порядок определения требуемого объема мощности, используемого для определения спроса на мощность в ценовых зонах оптового рынка для целей проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности (далее – Порядок) разработан в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее соответственно – конкурентный отбор мощности, Правила оптового рынка) и определяет порядок расчета:

- прогнозируемого максимального объема потребления мощности;
- вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования;
- требуемого объема мощности.

1.2. Определение прогнозируемого максимального объема потребления мощности, вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования и определенного на их основании объема требуемой генерирующей мощности в соответствии с настоящим Порядком осуществляется АО «СО ЕЭС» в отношении ценовых зон оптового рынка.

1.3. Действие положений настоящего Порядка не распространяется на технологии оперативного управления электроэнергетическим режимом и краткосрочного планирования.

**2. Термины и определения**

**Прогноз потребления мощности по территориям территориальных энергосистем** – значение прогноза потребления мощности по территориям территориальных энергосистем, учтенное при формировании прогнозных показателей потребления электрической энергии (мощности), предусмотренных в схеме и программе развития 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.

**Среднесуточная фактическая температура территориальной энергосистемы** – среднесуточная температура наружного воздуха, рассчитанная как средневзвешенная по доле электропотребления энергорайона (территории предприятия электрических сетей, энергоузла и пр.), в котором осуществляется замер температуры воздуха в суммарном потреблении по территории территориальной энергосистемы.

**Средненоголетняя фактическая температура территориальной энергосистемы** – среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории территориальной энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 зимних периодов, предшествующих дате публикации информации для проведения конкурентного отбора мощности.

**Конкурентный отбор мощности** – долгосрочный конкурентный отбор мощности, проводимый в соответствии с Правилами оптового рынка.

**Коэффициенты влияния температурного фактора на потребление электрической энергии (мощности) территориальной энергосистемы** – характеристика зависимости максимума потребления мощности территориальной энергосистемы от температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур, определяемой фактической на момент выполнения расчетов структурой потребителей территориальной энергосистемы, за каждые сутки 3 лет, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности.

**Коэффициент регионального совмещения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы** – доля потребления территориальной энергосистемы в час максимума потребления мощности ценовой зоны относительно собственного характерного суточного максимума потребления мощности.

**Показатели неготовности** – показатели неготовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии, определенные в соответствии с Правилами оптового рынка при невыполнении (частичном невыполнении) условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии в части соблюдения максимальных почасовых значений мощности.

**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 долгосрочного конкурентного отбора мощности.

### 3. Порядок определения коэффициентов регионального совмещения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы

На основании статистических данных о фактическом почасовом потреблении мощности территориальной энергосистемы  $j$  в рабочие дни  $d$  3 (трех) последних зимних периодов в отношении каждого зимнего периода  $y$  строится суточный профиль потребления каждой территориальной энергосистемы  $j$  и ценовой зоны  $z$  в целом:

$$P_{j,y,h}^{\text{профиль}} = \frac{\sum_{h \in d \in y} P_h^{\text{факт.потр}}}{d_y},$$

где  $y$  – зимний период,  $d$  – рабочие дни, относящиеся к зимнему периоду  $y$ ;  $d_y$  – число рабочих дней в зимнем периоде  $y$ .

Суточный профиль ценовой зоны строится путем суммирования суточных профилей всех энергосистем, входящих в соответствующую ценовую зону.

Для каждого суточного профиля потребления каждой территориальной энергосистемы  $j$  и ценовой зоны  $z$  в целом для каждого зимнего периода  $y$  определяются часы максимума потребления мощности территориальных энергосистем и ценовой зоны, к которой отнесена данная территориальная энергосистема, –  $H_{j,y}^{\text{max}}$  и  $H_{z,y}^{\text{max}}$  соответственно.

Для каждой территориальной энергосистемы  $j$  определяется коэффициент регионального совмещения  $k_{j,z}^{\text{рег}}$ , соответствующий среднему за 3 (три) последних зимних периода  $y$  отношению потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$  в час максимума потребления мощности ценовой зоны  $H_{z,y}^{\text{max}}$  к потреблению мощности  $H_{j,y}^{\text{max}}$  в час максимума потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$ .

$$k_j^{\text{рег}} = \sum_y \frac{P_{j,y,H_{z,y}^{\text{max}}}^{\text{факт.потр}}}{P_{j,y,H_{j,y}^{\text{max}}}^{\text{факт.потр}}} / 3$$

где  $P_{j,y,H_{j,y}^{\text{max}}}^{\text{факт.потр}}$  – значение фактического потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$  в час максимума потребления мощности данной территориальной энергосистемы  $H_{j,y}^{\text{max}}$ , определенное на основании суточного профиля потребления мощности энергосистемы, сформированного за рабочие сутки  $d$  зимнего периода  $y$ ;

$P_{j,y,H_{z,y}^{\text{max}}}^{\text{факт.потр}}$  – значение фактического потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$  в час максимума потребления мощности ценовой зоны  $H_{z,y}^{\text{max}}$ , определенное на основании суточного профиля потребления мощности энергосистемы, сформированного за рабочие сутки  $d$  зимнего периода  $y$ .

### 4. Порядок определения прогнозируемого максимального объема потребления мощности с учетом влияния температурного фактора

Прогнозируемые максимальные объемы потребления мощности территориальных энергосистем с учетом влияния температурного фактора ( $P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}}$ ) определяются исходя из значений прогноза потребления мощности по каждой территориальной энергосистеме на год, на который проводится конкурентный отбор мощности, приведенных к среднесуточным температурам наружного воздуха в соответствующих территориальных энергосистемах в каждых сутках  $d$  20-ти последних зимних периодов ( $T_{j,d}^{\text{факт}}$ ), и характеристик зависимости максимумов потребления мощности территориальных энергосистем от фактической температуры наружного воздуха ( $k_{j,r}^{\text{T.B}}$ ).

$$P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} = P_j^{\text{прогноз}} \times e^{\left(\frac{k_{j,r}^{\text{T.B}}}{100} \times (T_{j,d}^{\text{расч}} - T_{j,d}^{\text{исх}})\right)},$$

где

$P_j^{\text{прогноз}}$  – значение прогноза потребления мощности по территориям территориальных энергосистем  $j$  на год, на который проводится конкурентный отбор мощности, учтенное 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;

$k_{i,r}^{\text{T.B}}$  – коэффициенты влияния изменения среднесуточной температуры наружного воздуха территориальной энергосистемы  $j$  на максимум потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$ , определяемые для интервалов температур  $r$ , рассчитанные на основании статистических данных за каждые сутки 3 лет, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$T_{j,d}^{\text{расч}}$  и  $T_{j,d}^{\text{исх}}$  – расчетное и исходное значение температур наружного воздуха территориальной энергосистемы  $j$  в интервале температур  $r$ , находящемся в диапазоне температур от  $T_{j,d}^{\text{факт}}$  до  $T_j^{\text{ср.мн.лет}}$ .

$T_{j,d}^{\text{факт}}$  – среднесуточная температура наружного воздуха территориальной энергосистемы  $j$ , рассчитанная как средневзвешенная по доле электропотребления энергорайона (территории предприятия электрических сетей, энергоузла и пр.)  $i$ , в котором осуществляется замер температуры воздуха, в суммарном потреблении мощности по территории территориальной энергосистемы  $j$  в сутки  $d$ :

$$T_{j,d}^{\text{факт}} = \sum \left( \frac{T_{i,d}^{\text{ср.факт}} \times \Delta_i}{\sum \Delta_i} \right),$$

где

$T_{i,d}^{\text{ср.факт}}$  – значение температуры наружного воздуха, полученное путем усреднения измерений фактической температуры в точке замера ( $T_{i,h}^{\text{факт}}$ ), произведенных в определенные часы суток  $d$  через одинаковые интервалы времени  $n$ :

$$T_{i,d}^{\text{ср.факт}} = \frac{\sum T_{i,d}^{\text{факт}}}{n},$$

где

$n$  – количество измерений температуры за сутки;

$\Delta_i$  – электропотребление энергорайона  $i$  за три года, предшествующих году проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$\sum \Delta_i$  – электропотребление территориальной энергосистемы  $j$ , в состав которой входят энергорайоны  $i$ , за три года, предшествующих году, проведения конкурентного отбора мощности, при этом последний из которых заканчивается не ранее чем за 45 дней до даты публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$T_j^{\text{ср.мн.лет}}$  – среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха территориальной энергосистемы  $j$ , зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы ( $D_{j,Y}^{\text{max}}$ ) за 10 последних зимних периодов.

$$T_j^{\text{ср.мн.лет}} = \frac{\sum T_{j,D_{j,Y}^{\text{max}}}^{\text{факт}}}{10},$$

где

$T_{j,D_{j,Y}^{\text{max}}}^{\text{факт}}$  – среднесуточная температура наружного воздуха территориальной энергосистемы  $j$ , зафиксированная в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы ( $D_j^{\text{max}}$ ) в зимний период  $Y$ .

В случае, если значения температур  $T_{j,d}^{\text{факт}}$  и  $T_j^{\text{ср.мн.лет}}$  находятся в разных температурных диапазонах, выполняется последовательное приведение показателя прогнозируемого максимального объема потребления мощности от значения  $T_j^{\text{ср.мн.лет}}$  к температуре, соответствующей границе температурного диапазона, и далее к значению  $T_{j,d}^{\text{факт}}$  с использованием индивидуальных коэффициентов влияния ( $k_{i,r}^{\text{Т.В.}}$ ) для каждого из температурных диапазонов  $r$ .

Величина прогнозируемого максимального объема потребления мощности по ценовой зоне  $z$  ( $P_{z,d}^{\text{потр}}$ ) определяется равной сумме величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам  $j$ , отнесенным к данной ценовой зоне  $z$  в целом ( $P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}}$ ), и долей величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам  $j$ , если территориальная энергосистема отнесена к двум ценовым зонам оптового рынка ( $\Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}}$ ). При этом величины (доли величин) прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориальным энергосистемам  $j$  умножаются на соответствующий данной ценовой зоны коэффициент регионального совмещения максимума потребления территориальной энергосистемы  $k_{j,z}$ .

$$P_{z,d}^{\text{потр}} = \sum P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z}^{\text{рег}} + \sum \Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z}, j \in z,$$

$$\Delta P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} = P_{j,d}^{\text{прогноз.темп}} \cdot k_{j,z},$$

где

$k_{j,z}$  – доля прогнозируемого максимального объема потребления мощности территориальной энергосистемы  $j$ , относимая к ценовой зоне  $z$ , определенная на основании данных замера потокораспределения на час максимума зимнего замерного дня года, информация о котором представлена системному оператору в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340, до даты публикации информации для проведения конкурентного отбора мощности.

На основании полученного набора значений формируется статистический ряд прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора, определенных для каждых суток 20-ти последних зимних периодов.

Полученный статистический ряд прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора представляет собой частотную характеристику и преобразуется методом математического моделирования случайных величин к нормально распределенным случайным величинам с нормальной функцией распределения  $N(\mu, \delta)$ :

$$\mu = Ex, x \in W$$

$$\delta = Ex^2 - (Ex)^2, x \in W,$$

где

$W$  – сформированный статистический ряд прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора.

На основании нормально распределенной величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик формируется новый статистический ряд значений прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности ценовой зоны с учетом влияния температурного фактора в количестве 100 000 значений методом Бокса-Мюллера:

$$\begin{aligned} Z_{0,i} &= \sqrt{-2\ln U_{1,i}} * \cos(2\pi U_{2,i}) * \delta + \mu, \\ Z_{1,i} &= \sqrt{-2\ln U_{1,i}} * \sin(2\pi U_{2,i}) * \delta + \mu, \end{aligned}$$

где

$U_{1,i}$  и  $U_{2,i}$  – равномерно распределённые случайные величины  $\in R\{0 \dots 1\}$ ,  $i \in \{1 \dots 50000\}$ ;

$Z_{0,i}$  и  $Z_{1,i}$  – нормально распределенные случайные величины, с функцией распределения  $N(\mu, \delta)$ .

На основе полученных нормально распределенных случайных величин формируется объединенное множество случайных величин:

$$Z = Z_{0,i} U Z_{1,i}.$$

## **5. Порядок определения вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования в ценовых зонах оптового рынка**

5.1. Вероятность снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении неплановых (аварийных) ремонтов определяется для каждой ценовой зоны на основании моделирования вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования с применением метода математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик, проведенного на основании статистических данных о показателях неготовности, определенных в соответствии с требованиями Правил оптового рынка для дневных часов (с 8 до 22 часов московского времени для генерирующих объектов, расположенных в первой ценовой зоне, с 8 до 22 часов кемеровского времени для генерирующих объектов, расположенных во второй ценовой зоне) рабочих суток 10-ти последних зимних периодов.

5.2. Для целей определения вероятных объемов снижения доступной мощности в отношении каждой электростанции  $s$  для каждого дневного часа  $h$  рассчитывается суммарное снижение, состоящее из:

- суммарного по всем ГТП, входящим в состав электростанции  $s$ , объема неплановых снижений мощности генерирующего оборудования



тепловых, атомных и гидроэлектростанций, функционирующих в ценовой зоне, относительно объемов располагаемой мощности соответствующих генерирующих объектов, определенные в связи с невыполнением требований, установленных в подпунктах 3, 4, 6-8 пункта 50 Правил оптового рынка, в дневные часы рабочих суток 10-ти зимних последних периодов ( $\sum \Delta P_{s,h}^{\text{нпл.снж}}$ );

– суммарного по всем ГТП, входящим в состав атомных электростанций  $s$ , объема плановых снижений мощности относительно объемов располагаемой мощности соответствующих генерирующих объектов, определенные в дневные часы рабочих суток 10-ти последних зимних периодов ( $\sum \Delta P_{s,h}^{\text{пл.снж}}$ ,  $s \in \text{АЭС}$ ).

5.3. Показатели неготовности учитываются в отношении генерирующих объектов – электростанций  $s$  как сумма показателей неготовности, определенных для каждого часа суток периода времени, указанного в п.4.1 настоящего Порядка, по всем группам точек поставки (далее – ГТП), зарегистрированным в отношении генерирующего оборудования соответствующей электростанции, с учетом следующих особенностей:

а) показатели неготовности по ГТП не включаются в почасовую сумму показателей неготовности электростанции при выполнении в отношении всего генерирующего оборудования, входящего в состав соответствующей ГТП в течение всего периода, указанного в п.4.1 настоящего Порядка, одного из следующих условий:

– генерирующее оборудование выведено (в полном составе) из эксплуатации в течение указанного периода,

– в отношении генерирующего оборудования в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 30.01.2021 № 86 (далее – Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации), органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее – уполномоченный орган), принято решение о согласовании вывода из эксплуатации с даты, наступающей не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности,

– в отношении генерирующего оборудования в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации и Правилами оптового рынка по решению уполномоченного органа проведен конкурентный отбор мощности генерирующих объектов для целей вывода данного генерирующего оборудования из эксплуатации со сроком ввода в эксплуатацию нового генерирующего объекта не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности,

– в отношении генерирующего оборудования в перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотрен вывод из эксплуатации не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности, и перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами);

б) по условным ГТП, зарегистрированным на 1 декабря года, предшествующего году проведения конкурентного отбора мощности, в отношении генерирующего оборудования, дата начала поставки мощности которых в соответствии с договорами, указанными в подпунктах 4, 10 и 15 пункта 4 Правил оптового рынка, наступает не позднее 1 января года, на который проводится конкурентный отбор мощности, показатели неготовности определяются на основании статистических данных о показателях неготовности, определенных для генерирующих объектов соответствующего типа, за исключением условных ГТП, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам, указанными в подпункте 15 пункта 4 Правил оптового рынка, для которых в перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, не предусматривается перевод генерирующего объекта, работающего с использованием паросилового цикла, в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной (газовыми турбинами).

#### 5.4. Порядок расчета показателей неготовности по условным ГТП.

Показатели неготовности по условным ГТП рассчитываются на основании статистических данных о показателях неготовности для следующих типов оборудования:

- атомные электростанции;
- гидроэлектростанции;
- гидроаккумулирующие электростанции;
- генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием паросилового цикла на газовом топливе;
- генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием паросилового цикла на угольном топливе;

– генерирующие объекты тепловых электростанций, работающие с использованием парогазового цикла; газотурбинные установки.

Статистические данные по каждой ГТП, включающей генерирующее оборудование соответствующего типа, приводится от абсолютных снижений к снижениям в относительных величинах путем деления величины снижения в МВт на установленную мощность генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Значения показателей неготовности по всем ГТП соответствующего типа объединяются в единый массив и строится частотная характеристика (D).

Для каждого типа оборудования формируется суммарная частотная характеристика путем объединения всех рядов данных снижений мощности в относительных единицах по всем ГТП соответствующих типов:

$$F_n(x) = \frac{1}{n} \sum_{\substack{z_i < \\ i \in \{1 \dots n\}}} n_i,$$

где

$n$  – количество значений снижений генерации в массиве данных D;

$z_i$  – величина значения генерации в массиве данных D.

Методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик сформированная объединенная характеристика преобразуется в функцию распределения с 15 000 значений (в относительных величинах):

$$Z_i = \operatorname{arg\,ma} (F_n(x) < U_i),$$

где

$U_i$  – равномерно распределённые случайные величины  $\in R\{0 \dots 1\}$ ,  $i \in \{1 \dots 15000\}$ ;

$Z_i$  – частотно распределенная случайная величина с числом значений 15 000, с функцией распределения  $F_n(x)$ .

Для каждой новой ГТП сформированная функция распределения для соответствующего типа генерации умножается на величину установленной мощности соответствующей ГТП с последующим использованием сформированной функции распределения для новых ГТП при моделировании вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования.

5.5. Выполняется объединение двух множеств случайных величин  $x$  и  $z$  с формированием новой частотной функции распределения:

$$F_m(y) = \frac{1}{m} \sum_{\substack{(z \cup x)_i < \\ i \in \{1 \dots m\}}} m_i,$$

где

$m$  – суммарное количество значений снижений мощности для действующих электростанций и новых ГТП;

$(z \cup x)_i$  – объединенная величина значений снижения мощности для действующих электростанций и новых ГТП.

Методом математического моделирования случайных величин на основе частотных характеристик функции распределения  $F_m(y)$  формируется 100 000 случайных значений вероятных объемов снижений мощности:

$$S_i = \operatorname{argma} (F_m(y) < U_i),$$

где

$U_i$  – равномерно распределённые случайные величины  $\in R\{0 \dots 1\}$ ,  $i \in \{1 \dots 100000\}$ ;

$S_i$  – частотно распределенная случайная величина с числом значений 100 000, с функцией распределения  $F_m(y)$ .

## 6. Порядок определения требуемого объема мощности в ценовых зонах оптового рынка

На основании функции плотности распределения величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности и функции плотности распределения вероятности снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении ремонтов для каждой ценовой зоны  $z$  выполняется формирование новой функции плотности распределения суммы этих двух независимых случайных величин в соответствии с теоремой о плотности суммы двух случайных величин:

$$f_v(m) = \sum_{k \in R_{z \cup y}} f_z(P = k) * f_y(P = m - k),$$

где

$f_z$  – функция плотности распределения величины прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности;

$f_y$  – функция плотности вероятности снижения доступной мощности генерирующего оборудования при совмещении ремонтов;

$f_v$  – функция свертки  $f_z$  и  $f_y$ ;

$m = z + y_{z \cup y}$  – гистограмма допустимых значений (от суммарного минимума до суммарного максимума) суммы прогнозируемых максимальных объемов потребления мощности и вероятных объемов снижения доступной мощности генерирующего оборудования в ценовых зонах, с шагом 50 для первой ценовой зоны и 10 для второй ценовой зоны.

Функция распределения вероятности двух случайных независимых величин определяется на основании функции плотности распределения  $f_v(m)$  как  $F_v(m) = \int f_v(m) d$ .

Значение требуемого объема мощности в ценовой зоне определяется на основании полученной функции распределения для нормативного

значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних зимних периодов за 10 лет, определяемого по следующей формуле:

$$\beta=1-1/D,$$

где:

D – количество рабочих суток в 10 последних зимних периодах.

Нормативное значение  $\beta$  округляется до 5 знаков после запятой.