



# РОССИЙСКАЯ ГАЗЕТА

**Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 7 сентября 2010 г. N 431 г. Москва "Об утверждении Положения о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности)"**

**Зарегистрирован в Минюсте РФ 29 сентября 2010 г.**

**Регистрационный N 18578**

В соответствии с абзацами вторым и третьим подпункта "а" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2010 г. N 89 "О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 15, ст. 1803) **приказываю:**

Утвердить прилагаемое Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности).

**Министр С. Шматко**

**Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности)**

**I. Общие положения**

1.1. Настоящее Положение устанавливает порядок определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности), учитываемой системным оператором в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. N 643 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 44, ст. 4312; 2006, N 36, ст. 3835; 2008, N 2, ст. 84; N 27, ст. 3285; 2009, N 32, ст. 4040; N 47, ст. 5667; N 52, ст. 6575; 2010, N 11, ст. 1216, N 12, ст. 1333, N 15, ст. 1803; N 18, ст. 2239; N 21, ст. 2610; N 23, ст. 2848; N 25, ст. 3175) (далее - Правила оптового рынка), для определения объема мощности, который требуется отобрать на год поставки мощности по результатам долгосрочного конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности (далее - долгосрочный конкурентный отбор мощности) и порядок определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности).

1.2. Объем спроса на мощность для целей проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности (далее - спрос на мощность) определяется в соответствии с настоящим Положением исходя из прогнозируемого в год поставки максимального часового потребления электрической энергии в зоне (группе зон) свободного перетока с учетом объемов потребления электрической энергии на собственные и хозяйственные нужды производителей электрической энергии и величины планового коэффициента резервирования мощности для соответствующей зоны (группы зон) свободного перетока, а также с учетом объемов производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках электрической энергии, в отношении которых на оптовом рынке электрической энергии (мощности) не зарегистрирована отдельная группа точек поставки (далее - объемы производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках).

Для групп зон свободного перетока, относящихся к первой и второй ценовым зонам оптового рынка, спрос на мощность определяется отдельно.

1.3. Величина спроса на мощность определяется как произведение величины прогнозируемого в год поставки максимального часового потребления электрической энергии в зоне (группе зон) свободного перетока и планового коэффициента резервирования мощности в зоне (группе зон) свободного перетока (далее - плановый коэффициент резервирования мощности) за вычетом объемов производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках, определяемых в соответствии с пунктом 4.1 настоящего Положения.

**II. Порядок определения прогнозируемого объема потребления электрической энергии в Единой энергетической системе России и в зонах (группах зон)**

**свободного перетока**

2.1. Максимальный часовой объем потребления электрической энергии в зоне (группе зон) свободного перетока, прогнозируемый на год поставки мощности, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности (далее - прогнозируемый максимальный объем потребления), определяется системным оператором на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в программу развития Единой энергетической системы России, утверждаемую в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 43, ст. 5073) (далее - программа развития ЕЭС России), с учетом влияния температурного фактора.

Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности определяется в отношении территории каждого субъекта Российской Федерации в целом без выделения объемов потерь электрической энергии в электрических сетях и объемов потребления электрической энергии для собственных и хозяйственных нужд производителей электрической энергии.

2.2. Для целей определения величины прогнозируемого максимального объема потребления учет влияния температурного фактора осуществляется путем применения повышающего коэффициента, характеризующего увеличение потребления мощности при понижении среднесуточной температуры до уровня температуры наиболее холодной пятидневки для соответствующего субъекта Российской Федерации (далее - повышающий температурный коэффициент). Значения повышающих температурных коэффициентов приведены в приложении к настоящему Положению.

2.3. Величина прогнозируемого максимального объема потребления мощности по зоне свободного перетока определяется равной сумме величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, отнесенных к данной зоне свободного перетока, в целом и долей величин прогнозируемого максимального объема потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, если территория субъекта Российской Федерации отнесена к двум и более зонам свободного перетока.

Доля прогнозируемого максимального объема потребления мощности субъекта Российской Федерации, относимая к зоне свободного перетока, определяется на основании данных замера потокораспределения на час максимума зимнего замерного дня года, предшествующего дате проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности с учетом динамики изменения потребления.

### **III. Порядок определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности)**

3.1. Плановый коэффициент резервирования мощности рассчитывается системным оператором для зоны (группы зон) свободного перетока как сумма значения, равного 1,17, коэффициента прогнозного недоиспользования мощности и коэффициента, учитывающего экспорт электрической энергии.

3.2. Коэффициент прогнозного недоиспользования мощности, учитывающий фактическое снижение мощности, обусловленное проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования, определяется как отношение среднемесячного снижения мощности, обусловленного проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования, равного снижению мощности относительно значений, указанных в уведомлениях,

поданных в соответствии с Правилами оптового рынка в целях выбора состава оборудования, в зимние месяцы двух лет, предшествующих дате проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности, к величине прогнозируемого максимального объема потребления в соответствующей зоне (группе зон) свободного перетока.

3.3. Коэффициент, учитывающий экспорт электрической энергии, рассчитывается как отношение объемов экспорта электрической энергии к величине прогнозируемого максимального объема потребления в соответствующей зоне (группе зон) свободного перетока.

Объемы экспорта электрической энергии, учитываемые при определении величины спроса на мощность для целей проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на два и более лет вперед, определяются как максимальная величина из следующих величин:

максимум почасовых объемов поставки электрической энергии в декабре года, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности, предусмотренных договорами (контрактами) на поставку электрической энергии в зарубежные энергосистемы, заключенными организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции на оптовом рынке;

прогноз объемов экспорта электрической энергии, предусмотренных программой развития ЕЭС России.

Объемы экспорта электрической энергии, учитываемые при определении величины спроса на мощность для целей проведения корректировочных долгосрочных конкурентных отборов мощности и отбора на 2011 год, определяются как максимальная величина из следующих величин:

максимум почасовых объемов поставки электрической энергии в декабре года, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности, предусмотренных договорами (контрактами) на поставку электрической энергии в зарубежные энергосистемы, заключенными организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции на оптовом рынке;

объем электрической энергии, соответствующий объему поставки мощности в зарубежные энергосистемы, учтенному в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденном федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов\*, на декабрь года, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности.

#### **IV. Учет объемов производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках**

4.1. Объемы производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных рынках, рассчитываются как объемы среднечасовой выработки электрической энергии таких генерирующих объектов за декабрь года, предшествующего году проведения, а также январь и февраль года проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности, с учетом подтвержденных в соответствии с договором о присоединении к торговой системе данных о фактическом

вводе в эксплуатацию новых генерирующих объектов и (или) выводе из эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на розничных рынках.

## **V. Порядок определения величины объема пикового потребления для определения объема покупки мощности в целях компенсации потерь организацией**

### **по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью**

5.1. Величина объема пикового потребления для определения объема покупки мощности на оптовом рынке в целях компенсации потерь организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью определяется по территориям субъектов Российской Федерации, отнесенных к зоне свободного перетока для года, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности, как равный объему мощности, определенному для указанной организации на соответствующий календарный месяц в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденном федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов, на период регулирования, на который проводится долгосрочный конкурентный отбор мощности.

*\* Пункт 5.3.5 Положения о Федеральной службе по тарифам, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. N 332 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 29, ст. 3049; 2006, N 3, ст. 301; N 23, ст. 2522; N 48, ст. 5032; N 50, ст. 5354; 2007, N 16, ст. 1912; N 25, ст. 3039; N 32, ст. 4145; 2008, N 7, ст. 597; N 17, ст. 1897; N 23, ст. 2719; N 38, ст. 4309; N 46, ст. 5337; 2009, N 1, ст. 142; N 3, ст. 378; N 6, ст. 738; N 9, ст. 1119; N 18 (ч. 2), ст. 2249; N 33, ст. 4086; 2010, N 9, ст. 960; N 13, ст. 1514; N 25, ст. 3169; N 26, ст. 3350; N 30, ст. 4096).*

# Порядок учета технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования в ходе приема заявок участников конкурентного отбора мощности, а также для определения результатов конкурентного отбора мощности

1. Настоящий Порядок устанавливает процедуру учета системным оператором технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования в ходе приема ценовых заявок на продажу мощности, подаваемых субъектами оптового рынка для участия в конкурентном отборе мощности, а также порядок учета технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования при определении результатов конкурентного отбора мощности, проводимого в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312; 2006, № 36, ст. 3835; 2008, № 2, ст. 84; № 27, ст. 3285; 2009, № 32, ст. 4040; № 47, ст. 5667; № 52, ст. 6575; 2010, № 11, ст. 1216, № 12, ст. 1333, № 15, ст. 1803; № 18, ст. 2239; № 21, ст. 2610; № 23, ст. 2848; № 25, ст. 3175) (далее — Правила оптового рынка).

2. В ходе приема ценовых заявок на продажу мощности технические характеристики (параметры) генерирующего оборудования (далее — технические характеристики) учитываются как не соответствующие минимальным значениям технических характеристик, определяемым системным оператором:

а) генерирующее оборудование с установленной мощностью 100 МВт и менее, относящееся к типам:

- теплофикационные с производственным отбором пара;
  - теплофикационные с отопительным отбором пара;
  - теплофикационные с производственным и отопительным отборами пара;
  - теплофикационные с противодавлением, без регулируемого отбора пара;
  - теплофикационные с противодавлением и производственным отбором пара;
  - теплофикационные с противодавлением и с отопительным отбором пара,
- и участвовавшее в выработке электрической энергии менее 24 часов за календарный год, предшествующий дате проведения конкурентного отбора мощности, вследствие вывода в ремонт, консервацию либо в случае не выбора системным оператором в состав включенного генерирующего оборудования, при проведении долгосрочного конкурентного отбора мощности на 2011 год;

б) генерирующее оборудование, выработавшее двукратный первоначальный парковый ресурс, с давлением свежего пара 9 МПа и менее при проведении долгосрочного конкурентного отбора мощности:

на 2012 год при условии, что указанное оборудование введено в эксплуатацию ранее 1952 года;

на 2013 год при условии, что указанное оборудование введено в эксплуатацию ранее 1956 года;

на 2014 год при условии, что указанное оборудование введено в эксплуатацию ранее 1958 года;

на 2015 год и последующие годы при условии, что указанное оборудование введено в эксплуатацию ранее чем за 55 лет до года, в отношении которого проводится конкурентный отбор мощности.

3. Для определения результатов долгосрочного конкурентного отбора мощности с учетом обеспечения соответствия совокупных технических характеристик (параметров) отобранного по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующего оборудования требованиям к таким характеристикам по Единой энергетической системе России в целом и по зонам (группам зон) свободного перетока, технические характеристики учитываются в следующем порядке:

а) ограничение по регулировочному диапазону, определяемое по формуле:

где:

$$\sum_{g \in GAЭС} \frac{P_{заявка} - P_{мин}}{\sum_{g \in GAЭС} P_{заявка}} \times \alpha_{AЭС} + \sum_{g \in ГГЭС} \frac{P_{заявка} - P_{мин}}{\sum_{g \in ГГЭС} P_{заявка}} \times \alpha_{ГЭС} + \sum_{g \in ГЭС} \frac{P_{заявка} - P_{мин}}{\sum_{g \in ГЭС} P_{заявка}} \times \alpha_{ЭС} \geq D, \text{ где:}$$

$$\alpha_{AЭС} = \frac{S_{AЭС}}{S}$$

$$\alpha_{ГЭС} = \frac{S_{ГЭС}}{S}$$

$$\alpha_{ЭС} = \frac{S_{ЭС}}{S}$$

$P_{заявка}$  — объем поставляемой мощности, указанный в ценовой заявке на продажу мощности в отношении генерирующей единицы мощности  $g$ ;

$P_{мин}$  — минимальная мощность генерирующей единицы мощности  $g$ , указываемая в ценовой заявке для состава включенного генерирующего оборудования, обеспечивающего выдачу мощности, указанной в ценовой заявке в качестве располагаемой мощности генерирующей единицы мощности  $g$ , без ограничения времени работы в таком режиме;

$D$  — минимальный относительный регулировочный диапазон, определенный системным оператором, обеспечивающий возможность покрытия суточной неравномерности потребления электрической энергии в группе зон свободного перетока, отнесенных к одной ценовой зоне оптового рынка с учетом резерва на загрузку (разгрузку) без изменения состава включенного генерирующего оборудования;

$GAЭС$  — множество генерирующих единиц мощности атомных электростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка;

$ГГЭС$  — множество генерирующих единиц мощности гидроэлектростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка;

$ГЭС$  — множество генерирующих единиц мощности электростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, не являющихся атомными и гидроэлектростанциями, и относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка;

$S_{AЭС}$  — суммарная выработка электрической энергии атомных электростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка, за календарный год, предшествующий году проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$S_{ГЭС}$  — суммарная выработка электрической энергии гидроэлектростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка, за календарный год, предшествующий году проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$S_{ЭС}$  — суммарная выработка электрической энергии электростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка, не являющихся атомными и гидроэлектростанциями, за календарный год, предшествующий году проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

$S$  — суммарная выработка электрической энергии электростанций, расположенных в группе зон свободного перетока, относящихся к данной ценовой зоне оптового рынка, за календарный год, предшествующий году проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности;

б) ограничение по объему выработки электрической энергии, определяемое по формуле:

$$\sum_{g \in Z} S_g + \tau \times P_Z \geq S_Z,$$

где:

$S_g$  — максимальный объем выработки электрической энергии, указанный в ценовой заявке в отношении генерирующей единицы мощности  $g$ ;

$P_Z$  — максимально допустимый объем поставки мощности в зону свободного перетока  $Z$  из всех смежных с ней зон свободного перетока;

$\tau$  — количество часов в периоде (месяц, год);

$S_Z$  — минимально допустимая величина выработки электрической энергии для зоны свободного перетока  $Z$ , определенная системным оператором на основе прогноза потребления электрической энергии по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в программу развития Единой энергетической системы России, утверждаемую в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073).

4. Для определения результатов долгосрочного конкурентного отбора мощности в случае если в нескольких ценовых заявках субъектами оптового рынка указаны или сформированы в порядке и случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, равные ценовые параметры, при условии выполнения требований по ограничениям на максимальные объемы поставки мощности между зонами (группами зон) свободного перетока, технические характеристики учитываются в следующем порядке:

а) при равенстве цен в состав отобранных объемов мощности в первую очередь включаются объемы мощности генерирующих единиц мощности, в отношении которых в ценовой заявке указана техническая характеристика готовности генерирующего оборудования к работе в пиковом режиме;

б) при равенстве цен и наличии в ценовой заявке технической характеристики готовности генерирующего оборудования к работе в пиковом режиме в состав отобранных объемов мощности в первую очередь включаются объемы мощности генерирующих единиц мощности с большим удельным диапазоном регулирования, определяемым как отношение разницы верхнего и нижнего пределов регулировочного диапазона генерирующей единицы мощности к установленной мощности данной генерирующей единицы мощности;

в) при равенстве цен и наличии в ценовой заявке технической характеристики готовности генерирующего оборудования к работе в пиковом режиме и одинаковом значении удельного диапазона регулирования в ценовых заявках в состав отобранных объемов мощности в первую очередь включаются объемы мощности генерирующих единиц мощности с большим удельным обеспеченным объемом выработки электрической энергии, определяемым как отношение заявленной обеспеченной выработки электрической энергии к произведению установленной мощности генерирующей единицы мощности на количество часов в календарном году, на который проводится конкурентный отбор мощности.