

**РЕГЛАМЕНТ
ОПЕРАТИВНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ
ЕЭС РОССИИ**

1. ПРЕДМЕТ ДЕЙСТВИЯ РЕГЛАМЕНТА

Настоящий Регламент определяет:

- 1) порядок формирования предварительного плана балансирующего рынка (ППБР) на операционные сутки, осуществляемого СО в торговые сутки (Х-1) по результатам конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- 2) порядок формирования планов балансирующего рынка (ПБР) на операционные сутки (Х) в темпе, близком к реальному времени, осуществляемых СО по результатам конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- 3) порядок формирования плановых диспетчерских графиков (плановых ДГ) по результатам расчетов ППБР, ПБР и уточненных диспетчерских графиков (УДГ);
- 4) принципы оперативного диспетчерского управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой;
- 5) действия, которые должен предпринимать СО для осуществления оперативного диспетчерского управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой ЕЭС России в реальном времени, а именно:
 - а) обеспечение баланса между фактическим производством и потреблением электроэнергии в реальном масштабе времени;
 - б) подготовка объектов генерации (объектов управления), относящиеся к ГТП генерации (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), к участию в управлении режимами работы ЕЭС России;
 - в) регулирование параметров режима объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой при производстве переключений в электрических сетях;
 - г) обеспечение надежности функционирования и качества электроэнергии в ЕЭС России согласно нормативам и регламентам, установленным законодательством РФ;
- 6) права и обязанности СО в аварийных ситуациях;

- 7) порядок представления Системным оператором информации о результатах оперативного диспетчерского управления режимами.

2. СФЕРА ДЕЙСТВИЯ РЕГЛАМЕНТА

Положения настоящего Регламента распространяются:

- 1) на участников оптового рынка;
- 2) на СР;
- 3) на КО;
- 4) на СО;
- 5) на ФСК.

Для целей настоящего Регламента СО может также упоминаться как его соответствующее структурное подразделение, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы – главный диспетчерский центр (далее – ЦДУ), ОДУ, РДУ.

3. ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ПЛАНОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ППБР

3.1. Подготовка исходных данных для расчета ППБР

Исходной информацией для расчета ППБР является следующая информация:

- 1) прогноз потребления, выполняемый СО в отношении территорий диспетчерского управления в соответствии с положениями раздела 2 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- 2) прогноз экспортно-импортных поставок (перетоков с зарубежными иностранными государствами), выполняемый СО на основании оперативных данных, получаемых СО от организаций, выполняющих функции системных операторов зарубежных энергосистем;
- 3) постоянные графики генерации (заявленные графики генерации) ГОУ ГЭС/ГАЭС, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, в том числе по режиму водопользования (по уровням воды, интенсивности наполнения (сработки) водохранилища, среднесуточным расходам воды гидроэлектростанции и т.п.), заявленные участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- 4) прогноз постоянных графиков генерации ГОУ ГЭС/ГАЭС, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, выполняемый СО с учетом ограничений, установленных Правилами использования водных ресурсов водохранилищ (далее – ПИВР), а также указаний уполномоченного органа исполнительной власти, осуществляющий функции по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов, непосредственно или через свои

территориальные органы (в том числе бассейновые) и через подведомственные организации, о наличии ограничений по режиму водопользования (далее – Росводресурсы), и на основании иной имеющейся в распоряжении СО информации;

- 5) прогноз минимальной и максимальной интегральной выработки ГТП генерации ГЭС, выполняемый СО на основании данных о располагаемых гидроресурсах, а также необходимые ограничения на почасовой график производства по ГТП ГЭС, используемые при осуществлении оптимизации интегральной суточной выработки ГЭС. Перечень ГЭС, в отношении которых осуществляется оптимизация интегральной суточной выработки, СО размещает на Сайте ОРЭМ СО;
- 6) постоянные графики генерации (заявленные режимы работы) объектов генерации, осуществляющих поставку электрической энергии на розничных рынках, заявленные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- 7) прогноз уточненного состояния (включено/отключено) элементов электрической сети, определяющего топологию этой сети;
- 8) прогноз уточненного состояния (включено/отключено) и параметров генераторов (пределы генерируемой мощности, скорости набора и сброса нагрузки);
- 9) уточненные значения сетевых ограничений в контролируемых сечениях электрической сети, в т. ч. определяемые с применением системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), соответствующие уточненной топологии сети и состоянию генерирующего оборудования, включая данные об ограничениях на допустимые объемы перетоков между ценовыми зонами;
- 10) уточненные с учетом требований Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.10.2018 № 882, задания по резервированию активной мощности на группах РГЕ генерации;
- 11) уточненные объемы интегральных ограничений по выработке электроэнергии на заданных интервалах времени;
- 12) ценовые заявки по ГТП генерации и по объектам управления, отнесенным к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, сформированные в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

- 13) прогноз перетоков с другими ценовыми и неценовыми зонами, выполняемый СО на основании указанных выше прогнозов и *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

3.2. Процедуры формирования диспетчерских объемов и индикаторов балансирующего рынка по результатам расчета ППБР

Формирование диспетчерских объемов и индикаторов стоимости при расчете ППБР производится на основании *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

3.3. Процедуры формирования планового диспетчерского графика по результатам расчета ППБР

На основании результатов расчета ППБР СО по каждому объекту управления формирует плановый ДГ.

Плановые ДГ представляют собой траектории (графики), соединяющие последовательные во времени значения активной мощности, заданные для каждого ГОУ на момент окончания каждого часа. Сглаживание диспетчерских графиков на часовых интервалах осуществляется отрезками прямых.

Участники оптового рынка в отношении ГОУ ГЭС, для которых выполняются следующие условия:

- установленная мощность ГЭС не более 300 МВт;
- суммарное время набора максимальной нагрузки ГЭС из остановленного состояния не превышает 10 минут;
- в состав ГЭС входят гидрогенераторы, установленная мощность каждого из которых не превышает 100 МВт;
- ГЭС расположена в первой синхронной зоне ЕЭС,

имеют право за 5 рабочих дней до начала месяца направить в СО заявление о формировании плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов. Форма заявления представлена в приложении 1 к настоящему Регламенту.

Для таких ГЭС формирование плановых ДГ осуществляется в следующем порядке:

- если значение активной мощности, заданное для ГОУ на момент окончания часа, равно значению на начало часа, то значения соединяются отрезком прямой;
- если значение активной мощности, заданное для ГОУ на момент окончания часа, больше, чем на начало часа, то сначала формируется график загрузки ГЭС до значения активной мощности на конец часа со скоростью набора нагрузки ГЭС, а затем плановый график завершается прямой до конца часа. В качестве скорости набора нагрузки ГЭС используется значение скорости, соответствующее значению суммарного времени набора нагрузки из остановленного состояния до максимальной

нагрузки всех гидрогенераторов ГЭС, учитываемому при оценке участия ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности в соответствии с п. 3.3.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);

- если значение активной мощности, заданное для ГОУ на момент окончания часа, меньше, чем на начало часа, то сначала формируется график разгрузки ГЭС до значения активной мощности на конец часа со скоростью сброса нагрузки ГЭС, а затем плановый график завершается прямой до конца часа. В качестве скорости сброса нагрузки ГЭС используется значение скорости, соответствующее значению суммарного времени разгрузки от максимальной загрузки до полной разгрузки (остановленного состояния), всех гидрогенераторов ГЭС, учитываемому при оценке участия ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности в соответствии с п. 3.3.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Для ГОУ, расположенных в неценовой зоне Калининградской области, в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в качестве плановых графиков генерации формируются доводимые диспетчерские графики – ДДГ.

Для сечений экспорта-импорта (ГОУ внешних перетоков) плановые ДГ формируются с учетом особенностей, предусмотренных соглашениями об оперативно-диспетчерском взаимодействии между СО и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах (операторами зарубежных энергосистем).

3.3.1. Формирование резервов при расчете ППБР

В ходе процедуры формирования ППБР осуществляется формирование резервов активной мощности генерирующего оборудования на величину разности между максимальной включенной мощностью режимной генерирующей единицы на рассматриваемый час (часы) и ее загрузкой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Распределение указанной величины по видам резервов осуществляется в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента.

3.3.2. Формирование ранжированных таблиц на ограничение нагрузки ВИЭ при расчете ППБР

В ходе процедуры формирования ППБР осуществляется формирование ранжированных таблиц на ограничение нагрузки электростанций ВИЭ

(СЭС/ВЭС) (далее – РЖТ ВИЭ) в порядке, предусмотренном п. 6.8.6.2 настоящего Регламента.

3.4. Доведение результатов расчета ППБР до участников оптового рынка
Плановые ДГ, полученные СО в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, представляются участникам оптового рынка в соответствии с п. 4.6 настоящего Регламента.

4. ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАНОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА В ТЕМПЕ, БЛИЗКОМ К РЕАЛЬНОМУ ВРЕМЕНИ

СО осуществляет расчет планов балансирующего рынка (ПБР) в темпе, близком к реальному времени, результатом которого являются наборы последовательных во времени оптимальных значений:

- 1) мощности, принадлежащих траекториям плановых ДГ;
- 2) почасовых диспетчерских объемов электроэнергии;
- 3) индикаторов стоимости, определяемых в результате конкурентного отбора ценовых заявок на балансирование системы в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

В конкурентном отборе ценовых заявок на балансирование системы для формирования ПБР участвуют ценовые заявки на планирование объемов производства / потребления электроэнергии (в том числе оперативные ценопринимающие), поданные участниками оптового рынка в отношении ГТП генерации, ГТП экспорта или ГТП импорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объектам управления в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), с учетом требований п. 3.2.1 указанного регламента, и которые были поданы в отношении ГТП (по объекту управления – если ценовая заявка подавалась в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой).

4.1. Подготовка исходных данных для расчета ПБР

1. Расчеты ПБР выполняются СО с учетом всех типов технологических ограничений, которые учитываются в расчетах *торгового графика* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Уточненные значения указанных технологических ограничений определяются условно-постоянными параметрами и актуализируемыми параметрами включенного на синхронную работу оборудования и их режимом работы в электроэнергетической системе, описанной в расчетных моделях, описывающих электроэнергетические системы, входящие в

ценовые зоны и неценовую зону Калининградской области оптового рынка.

2. СО обновляет следующую информацию об ожидаемых графиках актуализируемых параметров расчетных моделей, определяемых для временных точек, приходящихся на окончание каждого диспетчерского интервала времени, входящего в период планирования ПБР:

- 1) прогноз потребления, выполняемый СО на уровнях ЦДУ, ОДУ и РДУ в отношении территорий диспетчерского управления в соответствии с положениями раздела 2 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):

- а) в РДУ рассчитываются прогнозы потребления по РЭЭС, входящим в зону оперативного управления РДУ, математически согласованные с прогнозом общего потребления по ОЭС и ЕЭС, выполняемым на уровнях ОДУ и ЦДУ;
- б) в ОДУ рассчитываются прогнозы потребления по отдельным РЭЭС, входящим в ОЭС, и общий прогноз потребления по ОЭС в целом. Сумма прогнозов потребления по РЭЭС, составляющих ОЭС, математически согласовывается с прогнозами общего потребления по ОЭС, выполненными на уровнях ОДУ и ЦДУ;
- в) в ЦДУ рассчитывается прогноз общего потребления по ценовым зонам оптового рынка, согласующийся с прогнозами потребления по ОЭС и РЭЭС, общие прогнозы потребления по ОЭС, а также прогнозы по каждой РЭЭС.

В случае передачи КО в соответствии с п. 6.3 Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) по ГТП потребления признака учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии СО осуществляет актуализацию прогноза потребления с учетом следующей информации:

- временных интервалов, в отношении которых учтено ценозависимое снижение объемов покупки электрической энергии и (или) снижение потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии для каждой из ценовых зон;
- объемов планового почасового потребления, определенных по результатам расчета конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед без учета ценозависимого снижения объемов

- покупки электрической энергии;
 - объемов планового почасового потребления, принятых в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;
 - статистических данных о фактических объемах ценозависимого снижения покупки электрической энергии и (или) снижения потребления электрической энергии в рамках оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии за предыдущий календарный месяц;
- 2) другую информацию, изложенная в буллитах 2—13 п. 3.1 настоящего Регламента;
 - 3) информацию об изменениях плановых значений сальдо объемов поставок электроэнергии между зарубежными энергосистемами вследствие проведения торговых процедур в рамках оптового рынка стран Балтии (в отношении сечения экспорта-импорта, включающего линии электропередачи, пересекающие границы ЕЭС России с несколькими зарубежными энергосистемами);
 - 4) информацию об ограничениях режимов работы ГЭС, установленных ПИВР или Росводресурсами, не учтенных в ПБР;
 - 5) информацию об указаниях Росводресурсов о введении дополнительных ограничений по режиму водопользования ГЭС на операционные сутки.
3. оперативные ценопринимающие заявки в отношении ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также оперативные ценопринимающие заявки, поданные участником одновременно в отношении ГТП потребления на собственные нужды генерации и соответствующей ГТП генерации и (или) в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и соответствующего ей объекта генерации и (или) в отношении ГТП потребления и соответствующей ГТП генерации блок-станции потребителя — для участия в процедуре конкурентного отбора на балансирование системы — в соответствии с *Регламентом подачи участниками оптового рынка электроэнергии ценовых заявок для участия в конкурентном отборе* (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

4.2. Порядок расчета ПБР

1. Расчет ПБР выполняется СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в отношении каждого часа периода планирования.
2. Постоянные графики генерации режимных генерирующих единиц учитываются при расчете в виде ограничений ($R_{\min} = R_{\max} = R_{\text{постоянного графика}}$), заявленных участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

3. Постоянные графики ГОУ ГЭС или ГАЭС, в том числе связанные с наличием ограничений по режиму водопользования, при расчете могут учитываться заявленным графиком генерации режимных генерирующих единиц, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, указанным участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).
4. Результатами расчета ПБР на каждый час являются:
 - 1) значения активной мощности генерации по РГЕ на момент окончания каждого часа — ПБР;
 - 2) мгновенные значения активной мощности, определяемые для каждого момента времени — плановый ДГ. Плановые ДГ на основании результатов расчета ПБР формируются в порядке, предусмотренном в п. 3.3 настоящего Регламента, с учетом особенностей, предусмотренных для ГОУ ГЭС или ГАЭС;
 - 3) почасовые диспетчерские объемы в узлах расчетной модели, определенные в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)
 - 4) индикаторы стоимости.
5. Результаты расчета ПБР, одобренные дежурным персоналом СО в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента, представляются участникам оптового рынка в соответствии с п. 4.6 настоящего Регламента.

4.3. Одобрение результатов расчета ПБР

1. Результаты каждого завершившегося расчета ПБР проходят процедуру одобрения дежурным персоналом СО.
2. Дежурный персонал СО одобряет результат расчета ПБР, если параметры электроэнергетического режима, сформированного с использованием актуализированной на данный период планирования расчетной модели, находятся в зоне допустимых значений для фактически складывающихся системных условий, а объемы изменения значений активной мощности объектов управления относительно предыдущего принятого ПБР соответствуют изменениям системных условий, принятым при актуализации расчетной модели для данного ПБР. Дежурный персонал СО принимает решение об одобрении результатов расчета ПБР на основании данных, имеющих в его распоряжении к моменту принятия решения, в т.ч. данных о потреблении, об изменении состава и параметров генерирующего, электропотребляющего оборудования и топологии сети.
3. Результаты расчета ПБР могут быть не одобрены по следующим причинам:

- а) автоматический контроль результатов выявил наличие недопустимых нарушений технологических ограничений;
- б) дежурный персонал СО при проведении визуального анализа выявил наличие отклонений контролируемых параметров электроэнергетического режима, полученных в ходе расчета ПБР, угрожающих надежному функционированию ЕЭС;
- в) зафиксированы нарушения в системе электронного взаимодействия с объектами управления, создающие угрозу недопоставки УДГ на объекты управления;
- г) выявлены существенные изменения следующих условий, произошедшие с момента формирования параметров расчетной модели к моменту выполнения процедуры одобрения результатов ПБР:
 - потребление первой ценовой зоны (европейской части ЕЭС России и Урала) — более 2 % или более 1500 МВт;
 - потребление любой из пяти ОЭС европейской части ЕЭС России и Урала — более 4 % или более 600 МВт;
 - потребление второй ценовой зоны (синхронно работающая часть ОЭС Сибири) – более 4% или более 800 МВт;
 - потребление входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам (ОЭС Востока) – более 8 % или более 400 МВт;
 - изменение любого из экспортно-импортных сальдо перетоков на 500 и более МВт;
 - аварийное отключение одной и более ВЛ 330-750 кВ или АТ (АТГ) связи с высшим напряжением 500 и более кВ и средним напряжением 220 и более кВ, в случае, если такое отключение требует перераспределения активной мощности на 1000 МВт и более;
 - отключение/включение генераторов суммарной мощностью 1000 МВт и более;
- д) результаты расчета ПБР в отношении каждого из объектов управления (за исключением постоянных графиков ГЭС) не содержат значимых для режима энергосистем (более 10 МВт) изменений активной мощности относительно ранее принятого ПБР либо отсутствуют значимые изменения системных условий, учтенные при актуализации расчетной модели. Изменения относятся к значимым, если относительно учтенных в ранее принятом ПБР (ППБР):
 - потребление в целом по первой ценовой зоне (европейской части ЕЭС России и Урала) изменилось более чем на 600 МВт;
 - потребление любой из пяти ОЭС европейской части ЕЭС России и Урала изменилось более чем на 200 МВт;

- потребление второй ценовой зоны (синхронно работающая часть ОЭС Сибири) изменилось более чем 300 МВт;
- суммарное сальдо экспортно-импортных потоков изменилось на 400 МВт и более;
- учтено отключение сетевого элемента, требующее перераспределения активной мощности на величину 200 МВт и более;
- учтено изменение состава и (или) параметров генерирующего оборудования на величину 350 МВт и более.

4. В случае одобрения (акцепта) результатов расчета, рассчитанным значениям присваивается статус ПБР. В случае одобрения результатов расчета и присвоения его результатам статуса ПБР, СО должен сформировать и довести плановый ДГ до объектов управления.

4.4. Формирование планового ДГ и команд диспетчерского управления по результатам расчета ПБР

По результатам расчета ПБР формируются:

- диспетчерские распоряжения (ДР), направляемые на объекты управления участников оптового рынка, в том числе с использованием средств дистанционного управления, в отношении ГТП в целом либо по каждой из режимных генерирующих (потребляющих) единиц, входящих в ГТП;
- диспетчерские команды (команды дистанционного управления) по ГОУ соответствующего уровня диспетчерского управления.

При этом:

- если результаты очередного расчета ПБР одобрены дежурным персоналом ЦДУ, значения мощности в ГТП участников, полученные в ходе расчета этого ПБР, приходящиеся на окончания диспетчерских интервалов, доводятся до объектов управления как плановый ДГ;
- если результаты очередного расчета ПБР не одобрены дежурным персоналом ЦДУ, точками планового ДГ являются значения мощности, полученные в ходе предыдущего одобренного расчета ПБР (ППБР).

По точкам ПБР формируются значения мощности в диспетчерских распоряжениях в отношении всех объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ценовые заявки которых учитывались в конкурентном отборе для балансирования системы. Значения мощностей в плановом ДГ и в диспетчерском распоряжении равны.

При расчете ПБР значения мощности планового ДГ в отношении фактически прошедших часов не изменяются. Для ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, по которым в ходе реализации диспетчерского управления в реальном времени были отданы диспетчерские команды (команды

дистанционного управления) на изменение активной мощности, формируется уточненный диспетчерский график (УДГ).

Для ГТП генерации и ГТП потребления ГАЭС, включенных в один ГОУ, СО осуществляет раздельное формирование объемов, определенных согласно УДГ, исходя из режима работы ГАЭС (работа в режиме генератора или насосном режиме).

4.5. Порядок формирования диспетчерских объемов и индикаторов стоимости по результатам расчета ПБР

Порядок формирования диспетчерских объемов и индикаторов стоимости по результатам расчета ПБР определяется *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

4.6. Доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка

СО не позднее 20 часов 30 минут, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 14 часов 00 минут, московского времени торговых суток по результатам расчета ППБР для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по результатам каждого одобренного расчета ПБР не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется расчет данного ПБР, для каждого часа указанного периода осуществляет доведение результатов расчета ППБР и ПБР до участников оптового рынка:

1) путем размещения персонифицированных данных и на сайте ОРЭМ СО в соответствии с п. 7 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

2) путем размещения на шлюзе СО значений активной мощности генерации по РГЕ и по ГОУ (суммарное значение активной мощности генерации по всем РГЕ, входящим в состав ГОУ) на момент окончания каждого часа, являющихся диспетчерским распоряжением.

Получение ППБР и ПБР со шлюза СО осуществляется технологическим персоналом каждого энергообъекта участника оптового рынка с помощью клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий (КИСУ), либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО информации;

3) путем доведения значений активной мощности генерации на моменты окончания каждого часа до ГРАМ (ГРАРМ) ГЭС – для ГЭС, имеющих введенную в промышленную эксплуатацию информационно-управляющую систему доведения плановой мощности из диспетчерских центров Системного оператора до гидроэлектростанций по каналам ЦС (ЦКС) АРЧМ – ГРАМ ГЭС (далее – СДПМ).

Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ, доводимое через шлюз СО, задает плановый режим работы генерирующего оборудования по заданному перечню значений активной нагрузки для объекта генерации на конец каждого часа до конца операционных суток, соответствующих плановому ДГ. Диспетчерское распоряжение о вводе нового планового ДГ подлежит исполнению, если иное не задано диспетчерской командой (командой дистанционного управления).

4.7. Реализация расчета ПБР

1. Факт одобрения результатов и присвоения результатам расчетов статуса ПБР регистрируется СО. После регистрации инициируется сигнал для формирования и публикации на шлюзе СО диспетчерских графиков и диспетчерских распоряжений для получения персоналом энергообъектов участников рынка.
2. Факт поступления диспетчерских графиков на объекты управления участников рынка регистрируется ПО ТУБР, которое передает соответствующие квитанции на шлюз СО.
3. По факту получения результатов расчета ПБР технологический персонал каждого энергообъекта участника оптового рынка обязан ознакомиться с полученными данными, при этом должно быть обеспечено формирование и направление на шлюз СО квитанции в установленном СО формате с подтверждением получения данных ПБР.
4. Отсутствие квитанции о получении диспетчерских графиков и диспетчерских распоряжений от объектов управления участников оптового рынка является основанием для регистрации признака технической неготовности СОТИАССО по ГТП участников оптового рынка в порядке, установленном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

5. ПРИНЦИПЫ ОПЕРАТИВНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ ЕЭС РОССИИ В ТЕМПЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ В НОРМАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ

Управление режимами работы объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляется в соответствии с диспетчерскими распоряжениями и диспетчерскими командами (командами дистанционного управления) соответствующих диспетчерских центров.

Диспетчерские распоряжения, формируемые после одобрения расчета ПБР дежурным персоналом СО, содержат плановый ДГ на весь период планирования. Если по условиям, изложенным в п. 4.3 настоящего Регламента, ПБР не может быть одобрен СО, то в качестве планового ДГ принимается плановый ДГ, полученный в предыдущем одобренном расчете ПБР, или, если в отношении периодов, отнесенных к данным операционным суткам, на данный момент времени не был одобрен расчет ни одного ПБР, – плановый ДГ, сформированный на основе ППБР.

В течение любого периода времени диспетчер СО имеет право отдавать диспетчерские команды и команды дистанционного управления на уточнение плановых ДГ отдельных объектов генерации и объектов управления, относящихся к ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой в целях регулирования частоты или поддержания режимов ЕЭС в области допустимых электрических режимов, определяемой сетевыми ограничениями, уровнями напряжения в контрольных пунктах энергосистем, необходимостью поддержания вращающихся резервов активной мощности, а также в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования. Уточненный диспетчерский график (УДГ) формируется в результате отдачи диспетчерской команды (команды дистанционного управления). При отсутствии отданных диспетчерских команд (команд дистанционного управления) плановый и уточненный диспетчерский графики совпадают.

По запросу оперативного персонала контррегулирующих ГЭС, определяемых в соответствии с п. 3.3.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), на изменение графика нагрузки ГЭС, необходимое для перераспределения переменных расходов воды вышележащей регулирующей высоконапорной гидроэлектростанции, диспетчер СО отдает диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на уточнение плановых ДГ по внешней инициативе.

В случае получения СО в операционных сутках указаний от Росводресурсов о наличии дополнительных ограничений по режиму водопользования ГЭС, диспетчер СО отдает диспетчерские команды на уточнение плановых ДГ по внешней инициативе до момента доведения до участника оптового рынка ПБР, при формировании которого указанные ограничения учтены.

По запросу оперативного персонала ГЭС на изменение графика нагрузки электростанции по отношению к значениям, определенным плановым ДГ, связанное с наличием ограничений на выработку ГЭС по режимам водопользования (по уровням отметок нижнего или верхнего бьефов водохранилища, интенсивности наполнения (сработки) водохранилища, среднесуточным расходам воды гидроэлектростанции, изменениям водности или приточности, исключению (минимизации) холостых сбросов воды, обусловленных достижением отметки верхнего бьефа предельных отметок наполнения водохранилища и т.п.), диспетчерские команды на уточнение плановых ДГ отдаются по собственной инициативе. Учет отклонений от плановых ДГ для команд, отданных по причине изменения режима водопользования, осуществляется с учетом особенностей, предусмотренных *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Диспетчерские команды, отданные с использованием телефонной связи СО, подлежат обязательной аудиозаписи. Диспетчерские команды (команды дистанционного управления) подлежат обязательной регистрации средствами

специализированного ПО в соответствии с разделом 7 настоящего *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

СО обеспечивает функционирование в реальном времени трех контуров управления режимами работы объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой:

- а) первичного;
- б) вторичного;
- в) третичного.

Задачи, решаемые первичным и вторичным контурами управления, определяются целями, указанными соответственно в пп. 6.3 и 6.4 настоящего Регламента, и направлены на обеспечение надежности функционирования ЕЭС России и поддержание нормативных параметров качества электрической энергии.

Используя вышеуказанные контуры управления, СО нейтрализует внезапные и быстрые незапланированные изменения режимов ЕЭС России за счет воздействия автоматических устройств и диспетчерского персонала СО на зарезервированные энергетические ресурсы (пп. 6.3 и 6.4). В результате этого воздействия, зарезервированные энергетические ресурсы переходят из состояния резерва в состояние использования.

Для постоянного поддержания работоспособности первичного и вторичного контуров управления СО регулярно восстанавливает (освобождает) потенциал используемых в процессе их работы энергетических ресурсов. Энергетические ресурсы, задействованные в работе первичного и вторичного контура управления, замещаются СО энергетическими ресурсами третичного контура управления, предназначенными для использования в долговременном режиме (до 1-х суток и более).

СО организует работу контура третичного управления таким образом, чтобы максимально сократить объемы выработки или потребления электроэнергии на мощностях, зарезервированных под действие первичного и вторичного контуров управления. Таким образом, нейтрализация всех видов незапланированных изменений режимов в течение суток в конечном итоге переносится на третичный контур управления.

Задачи третичного контура управления определяются целями, указанными в п. 6.5 настоящего Регламента. Они направлены на обеспечение экономического управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой при соблюдении ограничений, отражающих технические возможности оборудования, условия соблюдения нормативных параметров качества электрической энергии и надежного функционирования ЕЭС России.

6. ДЕЙСТВИЯ СО И УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ПО УПРАВЛЕНИЮ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ ЕЭС РОССИИ В ТЕМПЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

6.1. Цель СО при управлении режимами в темпе реального времени

Независимо от этапа функционирования рынка целью СО при ведении режимов в реальном масштабе времени является достижение экономически эффективного функционирования ЕЭС России при условии постоянного поддержания баланса производства и потребления мощности, а также соблюдения:

- а) критериев надежности функционирования электрической системы;
- б) стандартов качества электрической энергии,

установленных законодательством РФ и регламентами оптового рынка, составляющими неотъемлемую часть Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, и договорами присоединения этих участников оптового рынка к электрическим сетям.

6.2. Роль СО в процессе управления режимами в темпе реального времени

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» СО является организацией, осуществляющей единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченной на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с регулируемой нагрузкой.

В соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (далее – Правила ОДУ), оперативно-диспетчерское управление осуществляется посредством отдачи диспетчерских команд, выдачи распоряжений и разрешений, путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления и путем использования противоаварийной и режимной автоматики, а также посредством реализации иных решений, действий и мероприятий в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

Диспетчерские команды, разрешения, распоряжения и команды дистанционного управления из диспетчерских центров являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

6.3. Первичный контур управления режимами объектов генерации

Целью действия первичного контура управления режимами объектов генерации является стабилизация частоты электрического тока в ЕЭС России при возникновении внезапных крупных несбалансированных изменений генерации/потребления активной мощности.

Действие первичного контура осуществляется в автоматическом режиме за счет индивидуальной автоматики скорости вращения турбин, установленных на объектах генерации.

Энергетическими ресурсами, резервируемыми для работы в контуре первичного управления, являются распределяемые по территориям ЕЭС России на стадии актуализации расчетной модели первичный резерв по загрузке и первичный резерв по разгрузке оборудования объектов генерации.

6.4. Вторичный контур управления режимами объектов генерации

Вторичный контур управления содержит две части:

- 1) первую, обеспечивающую автоматическое вторичное управление;
- 2) вторую, обеспечивающую оперативное диспетчерское вторичное управление.

Целью действия первой части вторичного контура управления режимами объектов генерации является автоматическое регулирование частоты электрического тока, а также автоматическая ликвидация нарушений допустимых значений перетоков активной мощности по электрическим связям ЕЭС России, возникших в результате действия первичного контура управления.

Энергетическими ресурсами, используемыми в автоматической части контура вторичного управления, являются: вторичный резерв по загрузке/разгрузке оборудования объектов генерации, управление активной мощностью которых осуществляется автоматически, централизованно.

Списки автоматических систем, функционирующих в контуре вторичного управления, и электрических станций, подключенных под действие этих систем, а также документация с описанием принципов их действия, настройки и оперативной эксплуатации должны находиться в диспетчерских центрах СО, в оперативном ведении и управлении которых находятся данные системы.

Целью действия второй части вторичного контура управления режимами объектов генерации является диспетчерское регулирование частоты и предотвращение или ликвидация режимов с параметрами, недопустимыми для оборудования и (или) не удовлетворяющими требованиям к качеству электроэнергии. Управление осуществляется за счет формирования диспетчерским персоналом СО и быстрой реализации участниками оптового рынка диспетчерских команд (команды дистанционного управления), направленных на нормализацию возникающих в темпе реального времени незапланированных отклонений параметров балансов мощности, электрических режимов и состояния оборудования:

- 1) участников оптового рынка;
- 2) организации, осуществляющей управление единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- 3) организаций, осуществляющих управление электрическими сетями, обеспечивающими присоединение электроустановок участников

оптового рынка к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Фактические данные об использовании и размещении энергетических ресурсов вторичного контура управления на генерирующем оборудовании объектов генерации должны поддерживаться диспетчерским персоналом в актуальном состоянии.

Режимы работы электрических станций, участвующих во вторичном контуре управления, могут ограничиваться СО и при актуализации расчетной модели согласно п. 3.3 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) с целью размещения на них *вторичных резервов по загрузке и разгрузке оборудования*, необходимых для управления ЕЭС России в темпе реального времени. Принципы обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в рамках работы вторичного контура управления приведены в п. 6.8.1 настоящего Регламента.

6.4.1. Алгоритм формирования ранжированных таблиц, используемых для первичного и вторичного контуров управления режимами работы объектов генерации, с использованием которых оказываются услуги по НПРЧ и (или) АВРЧМ

6.4.1.1. Формирование исходных данных

Исходными данными для формирования ранжированных таблиц являются определенные в отношении каждой отнесенной к ГТП генерации РГЕ, в состав которой входит генерирующее оборудование, с использованием которого осуществляется оказание услуг по НПРЧ и (или) АВРЧМ (в отношении которого участником оптового рынка заключен соответствующий договор):

- почасовые величины $C_{i,p,h}^{IIBP-расчет}$ (далее – предварительная цена внешней регулировочной инициативы), определяемые СО по всем часам каждого операционных суток недели, предшествующей дате формирования ранжированных таблиц.

Предварительная цена внешней регулировочной инициативы на каждый час h определяется как максимум из разницы равновесной цены в ГТП генерации p участника оптового рынка i и средневзвешенного по объемам, соответствующим диапазону от $(P_{\max} - ((R/100) \cdot P_{\text{уст}}))$ до P_{\max} (где P_{\max} – сумма по РГЕ, отнесенным к данной ГТП генерации p значений минимумов из технического и технологического максимумов, R – резерв первичного и (или) вторичного регулирования для соответствующего типа генерирующего оборудования, установленный в процентах в соответствии с п. 3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), $P_{\text{уст}}$ – номинальная (установленная) мощность генерирующего оборудования, отобранного для оказания услуг по НПРЧ или АВРЧМ, входящего в данную ГТП генерации p), значения параметра <цена> в ценовой заявке участника оптового рынка,

определенной в соответствии с подп. 21 п. 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и переданной из КО в СО в соответствии с п. 3.1 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) с выполнением модификации данной ценовой заявки с учетом P_{\max} , указанной в п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), и 0.

При этом в случае, если значение параметра <цена> в ценовой заявке участника оптового рынка в отношении объема, соответствующего указанному диапазону, ниже 0,75 от величины $T_{\text{эз}}$, определенной согласно подпункту g пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), $C_{i,p,h}^{\text{ИВР-расчет}}$ принимается равной 0;

- цена оказания услуг по НПРЧ или АВРЧМ ($C_{i,p,h}^{\text{НПРЧ}}$, $C_{i,p,h}^{\text{АВРЧМ}}$), определяемая СО в соответствии с договором оказания услуг по НПРЧ или АВРЧМ, заключенным с участником оптового рынка i в отношении генерирующего оборудования, входящего в ГТП генерации p .

6.4.1.2. Алгоритм формирования ранжированных таблиц

Ранжированные таблицы формируются СО еженедельно по понедельникам, являющимся рабочими днями, на период, длящийся со среды текущей недели по вторник следующей недели, путем присвоения РГЕ, указанным в пункте 6.4.1.1 настоящего Регламента, порядкового номера, исходя из упорядочивания от минимального к максимальному значению значения суммы в отношении каждой из соответствующих РГЕ:

- среднего арифметического по всем часам каждой операционных суток недели, предшествующей дате формирования ранжированных таблиц, значений величины предварительной цены внешней регулировочной инициативы ($C_{i,p,h}^{\text{ИВР-расчет}}$);
- цены оказания услуг по НПРЧ или АВРЧМ ($C_{i,p,h}^{\text{НПРЧ}}$, $C_{i,p,h}^{\text{АВРЧМ}}$), определенной СО в отношении операционных суток, соответствующих дате проведения расчета.

В случае если понедельник является нерабочим днем, в отношении операционных суток периода со среды текущей недели по вторник следующей недели применяются ранжированные таблицы, сформированные СО в предшествующий понедельник, являвшийся рабочим днем.

6.4.1.3. Использование ранжированных таблиц

На основании ранжированных таблиц СО размещает резервы нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования

и определяет величину ограничений максимальных значений активной мощности по соответствующим РГЕ, отнесенным к ГТП генерации, указываемых в ПДГ на соответствующие операционные сутки. В случае превышения на РГЕ, готовых к оказанию услуг на соответствующие операционные сутки, величины минимально необходимых объемов резервов нормированного первичного и (или) автоматического вторичного регулирования, в каждый момент времени размещенных на ТЭС, резервы должны размещаться в первую очередь на РГЕ, имеющих меньший порядковый номер в ранжированных таблицах. При этом суммарная величина резервов, размещенных в каждый момент времени на ТЭС, должна обеспечивать величину минимально необходимых резервов НПРЧ и (или) АВРЧМ и не превышать требуемой величины, округленной с учетом фиксированной величины резерва, размещенного на замыкающей РГЕ.

6.5. Третичный контур управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой

Целью действия третичного контура управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, является непрерывное обеспечение баланса между производством и потреблением мощности в режиме реального времени, осуществляемое путем оптимизации управления режимами этих объектов.

Оптимальное управление режимами предполагает минимизацию совокупной стоимости балансировки отклонений фактических почасовых объемов производства и потребления электроэнергии от плановых почасовых объемов, определенных КО согласно *Регламенту конкурентного отбора ценовых заявок и определения планового почасового производства субъектов оптового рынка электроэнергии* (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), при соблюдении всех технических ограничений, определяемых настоящим Регламентом. Минимизация совокупной стоимости балансировки осуществляется СО в процессе управления режимами на основании цен в заявках, учитываемых в конкурентном отборе на балансирование системы, согласно *Регламенту проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Энергетическим ресурсом, используемым в контуре третичного управления, является:

- третичный резерв по загрузке оборудования;
 - третичный резерв по разгрузке оборудования,
- размещенный на любых объектах генерации и потребления с регулируемой нагрузкой.

Фактические значения третичного резерва по загрузке и по разгрузке оборудования должны регистрироваться средствами документирования СО и отражаться в оперативных ведомостях СО.

Определение объема и территориального распределения третичного резерва по загрузке и разгрузке оборудования осуществляется СО.

Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в случае если в отношении каких-либо операционных суток СО определена недостаточность резервов на загрузку ТЭС, то СО передает в согласованном формате КО соответствующий признак и объем недостаточного резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС, а также публикует указанный объем на сайте ОРЭМ СО. Объем недостаточного резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС определяется в соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту.

6.5.1. Специфика достижения целей управления режимами в промежутках времени между расчетами ПБР (в темпе реального времени) или при неисправности программного обеспечения расчета ПБР

В промежутках времени между расчетами ПБР или при неисправности программного обеспечения расчета ПБР или технических средств доведения его результатов до участников, а также в случае необходимости учета изменения режимов работы оборудования, неучтенных при формировании ПБР, СО организует работу третичного контура управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой в соответствии с целью, объявленной в п. 6.5, по упрощенной технологии.

Информационной основой для принятия СО решений по управлению режимами в рамках упрощенной технологии являются два вида ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой.

Первый вид таблиц содержит информацию, необходимую СО для принятия решений по увеличению нагрузки генерирующего оборудования объектов генерации и снижению нагрузки объектов потребления с регулируемой нагрузкой (балансирование «вверх»).

Второй вид таблиц содержит информацию, необходимую СО для принятия решений по снижению нагрузки генерирующего оборудования объектов генерации и увеличению нагрузки объектов потребления с регулируемой нагрузкой (балансирование «вниз»).

6.5.1.1. Таблицы для балансирования «вверх»

В зависимости от иерархического уровня диспетчерского управления на каждом диспетчерском пункте СО формируются индивидуальные таблицы для балансирования «вверх».

Указанные таблицы должны содержать следующие поля:

- а) часовой интервал, для которого сформирована таблица;
- б) наименование объекта управления активной мощностью;
- в) диапазон изменения нагрузки для балансирования «вверх»¹, формируемый на основании ценовых заявок участников оптового рынка, принятых для процедур конкурентного отбора, с учетом оперативных ценопринимающих заявок;

¹ Мощность, размещенного на данном оборудовании первичного и вторичного резерва активной мощности в указанный диапазон не включается.

Строки таблицы ранжируются в порядке повышения цены 1 МВт·ч электроэнергии. Диапазоны регулирования разных объектов управления с одинаковой ценой при формировании таблиц учитываются отдельно, а их ранжирование производится в соответствии со значениями индикаторов в узлах, относящихся к данным объектам управления.

Количество объектов управления, включаемых в таблицу для балансирования «вверх», может быть ограничено при достижении необходимого для управления режимами суммарного диапазона изменения нагрузки объектов управления для балансирования «вверх».

Суммарный диапазон изменения нагрузки объектов управления активной мощностью для балансирования «вверх», включаемых в таблицу, должен быть не ниже норматива² (задания) по размещению третичного резерва по загрузке оборудования на территории оперативного диспетчерского управления, обслуживаемой с данного диспетчерского пункта, но не выше технически возможного значения.

6.5.1.2. Таблицы для балансирования «вниз»

В зависимости от иерархического уровня диспетчерского управления и в соответствии с фактической загрузкой оборудования объектов управления на каждом диспетчерском пункте СО формируются индивидуальные таблицы для балансирования «вниз».

Указанные таблицы должны содержать следующие поля:

- а) часовой интервал, для которого сформирована таблица
- б) наименование (группового) объекта управления активной мощностью;
- в) диапазон изменения нагрузки для балансирования «вниз»³, формируемый на основании ценовых заявок участников оптового рынка, принятых для процедур конкурентного отбора в секторе отклонений, с учетом оперативных ценопринимающих заявок;

Строки таблицы ранжируются в порядке понижения цены 1 МВт·ч электроэнергии объекта управления активной мощностью. Диапазоны регулирования разных объектов управления с одинаковой ценой при формировании таблиц учитываются отдельно, а их ранжирование производится в соответствии со значениями индикаторов в узлах, относящихся к данным объектам управления.

Количество объектов управления активной мощностью, включаемых в таблицу для балансирования «вниз», может быть ограничено при достижении необходимого для управления режимами суммарного диапазона изменения нагрузки для балансирования «вниз».

6.5.1.3. Использование таблиц для балансирования «вверх»

Диспетчерский персонал СО:

² Норматив на объем резерва устанавливается в отношении синхронно работающих территорий оперативного диспетчерского управления. Размещение резерва внутри таких территорий осуществляется в соответствии с заданиями подразделений СО, осуществляющими регулирование частоты на данных территориях.

³ Мощность, размещенного на данном оборудовании первичного и вторичного резерва активной мощности в указанный диапазон не включается.

- 1) принимает предложения участников оптового рынка (раздел 7 настоящего Регламента) по изменению ДГ в отношении их работы в виде ОЦЗ:
 - а) объектов генерации на увеличение выдачи мощности,
 - б) объектов потребления с регулируемой нагрузкой на снижение потребления;
- 2) ранжирует энергетические ресурсы третичного контура управления в порядке возрастания их цены с учетом инициативы на изменение выработки:
 - а) энергетические ресурсы, в отношении которых поступили предложения по изменению ДГ от участников оптового рынка, классифицируемые как отклонения по собственной инициативе или как оперативная ценопринимая заявка, учитываются по нулевой цене,
 - б) прочие энергетические ресурсы учитываются в соответствии с таблицей для балансирования «вверх»;
- 3) при необходимости увеличения объемов производства электроэнергии диспетчерский персонал СО формирует диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на загрузку мощностей объектов управления активной мощностью в порядке возрастания цены, при этом минимальный объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра.

6.5.1.4. Использование таблиц для балансирования «вниз»

Диспетчерский персонал СО:

- 1) принимает предложения участников оптового рынка по изменению ДГ в отношении их работы в виде ОЦЗ:
 - а) объектов генерации на снижение выдачи мощности или останова оборудования в холодный резерв,
 - б) объектов потребления с регулируемой нагрузкой на увеличение потребления;
- 2) ранжирует энергетические ресурсы третичного контура управления в порядке снижения их цены с учетом инициативы на изменение ДГ:
 - а) энергетические ресурсы, в отношении которых поступили предложения по изменению ДГ от участников оптового рынка, классифицируемые как собственная инициатива или как оперативная ценопринимая заявка участника оптового рынка, учитываются по цене выше максимальной из имеющихся в заявках на разгрузку по внешней инициативе,
 - б) прочие энергетические ресурсы учитываются в соответствии с таблицами для балансирования «вниз».
- 3) при необходимости снижения нагрузки генерации диспетчерский персонал СО формирует диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на разгрузку или останов мощностей объектов управления активной мощностью в порядке снижения цены, при этом минимальный

объем команды может быть ограничен величиной, не превышающей 2,5 % от величины суммарного регулировочного диапазона объектов управления соответствующего диспетчерского центра.

6.5.2. Алгоритм формирования ранжированных таблиц, используемых при управлении режимами работы ЕЭС в период между выдаваемыми по результатам расчета ПБР распоряжениями

6.5.2.1. Формирование исходных данных:

Исходными данными для формирования ранжированных таблиц являются почасовые данные:

- ценовые заявки, учитываемые при расчете ПБР в соответствии с п. 4.1 настоящего Регламента, в том числе с учетом оперативных ценопринимаящих заявок;
- актуальные значения ограничений на минимальную и максимальную выработку по РГЕ, учтенные в отношении каждого часа при расчете БР;
- актуальные значения ПБР по РГЕ.

6.5.2.2. Алгоритм формирования ранжированных таблиц

Построение таблиц осуществляется в цикле расчета ПБР в отношении каждого часа отдельно для каждого диспетчерского центра. Для каждого ГОУ диспетчерского центра из пар <цена – количество> РГЕ, входящих в данный ГОУ, формируется по одной агрегированной паре <цена – количество> для каждой из 5 (пяти) групп.

№ групп ы	
1-я групп а	<p>1. В 1-ю группу включаются ГОУ в отношении объемов, для которых выполняется следующее условие: $\exists RГЕ (\exists \text{ _ценовые_ступени} C < 1 \text{ руб./ Мвт} \cdot \text{ч} \wedge O > 0) \wedge P_{\min}^{PГЕ} < P_{\max}^{PГЕ}$</p> <p>2. Ранжирование ГОУ внутри группы производится по средневзвешенной цене БР.</p>
2-я групп а	<p>1. Определяется средневзвешенная цена по операционной зоне диспетчерского центра I_{CP}:</p> $I_{CP} = \frac{\sum_{j \in L \subset K} (C_j \times V_j)}{\sum_{j \in L \subset K} V_j},$ <p>где $L = \{ \text{ _ценовые_пары} C > 1 \text{ руб./ МВт} \cdot \text{ч} \wedge C < C_{np} \wedge C \rightarrow C_{MOD} \}$; $K = \{ PГЕ P_{\min}^{PГЕ} < P_{\max}^{PГЕ} \}$.</p> <p>Здесь и далее C_j, V_j – цена и объем соответствующей ступени ценовой заявки;</p> <p>C_{np} – ступени заявки с ценой больше или равной предельной;</p> <p>C_{MOD} – ступени заявки с модельной ценой, определяемой в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора</p>

	<p>заявок для балансирования системы (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).</p> <p>2. В 2-ю группу включаются ГОУ, в отношении объемов, для которых выполняются следующие условия: $\exists PGE \mid (\exists \text{ _ценовые_ступени} \mid C < I_{cp} \wedge C > 1 \text{руб./ Мвт} \cdot \text{ч})$ $\wedge P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE}$</p> <p>3. Ранжирование ГОУ внутри группы производится по параметру $I_{ГОУ}$:</p> $I_{ГОУ} = \frac{\sum_{k \in L_2 \subset K_2} (C_k \times V_k)}{\sum_{k \in L_2 \subset K_2} V_k},$ <p>где $L_2 = \{ \text{ценовые_пары_данного_ГОУ} \mid C > 1 \text{руб./ Мвт} \cdot \text{ч} \wedge C < C_{np} \wedge C \neg C_{мод} \}$ $K_2 = \{ PGE \text{ _данного_ГОУ} \mid P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE} \}$.</p> <p>4. В случае если для нескольких ГОУ параметры $I_{ГОУ}$ равны, ранжирование производится по средневзвешенной цене БР.</p>
3-я группа	<p>1. В 3-ю группу включаются ГОУ в отношении объемов, для которых выполняются следующие условия: $\exists PGE \mid (\exists \text{ _ценовые_ступени} \mid C > I_{cp} \wedge C < C_{np} \wedge C \neg C_{мод})$ $\wedge P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE}$</p> <p>2. Ранжирование ГОУ внутри группы производится по параметру $I_{ГОУ}$:</p> $I_{ГОУ} = \frac{\sum_{l \in R_2 \subset T_2} (C_l \times V_l)}{\sum_{l \in R_2 \subset T_2} V_l},$ <p>где $R_2 = \{ \text{ценовые_пары_данного_ГОУ} \mid C > I_{cp} \wedge C < C_{np} \wedge C \neg C_{мод} \}$; $T_2 = \{ PGE \text{ _данного_ГОУ} \mid P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE} \}$.</p> <p>3. В случае если для нескольких ГОУ параметры $I_{ГОУ}$ равны, ранжирование производится по средневзвешенной цене БР.</p>
4-я группа	<p>1. В 4-ю группу включаются ГОУ, в отношении объемов, для которых выполняются следующие условия: $\exists PGE \mid (\exists \text{ _ценовые_ступени} \mid C = C_{мод})$ $\wedge P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE}$</p> <p>2. Ранжирование ГОУ внутри группы производится по параметру $I_{ГОУ}$:</p> $I_{ГОУ} = \frac{\sum_{m \in Z_2 \subset W_2} (C_m \times V_m)}{\sum_{m \in Z_2 \subset W_2} V_m},$ <p>где $Z_2 = \{ \text{ценовые_пары_данного_ГОУ} \mid C = C_{мод} \}$; $W_2 = \{ PGE \text{ _данного_ГОУ} \mid P_{мин}^{PGE} < P_{макс}^{PGE} \}$.</p>

	3. В случае если для нескольких ГОУ параметры $I_{\text{ГОУ}}$ равны, ранжирование производится по средневзвешенной цене БР.
5-я группа	<p>1. В 5-ю группу включаются ГОУ в отношении объемов, для которых выполняются следующие условия: $\exists PTE (\exists \text{ценовые_ступени} C \geq C_{\text{пр}})$ $\wedge P_{\text{мин}}^{\text{PTE}} < P_{\text{макс}}^{\text{PTE}}$</p> <p>2. Ранжирование ГОУ внутри группы производится по параметру $I_{\text{ГОУ}}$:</p> $I_{\text{ГОУ}} = \frac{\sum_{f \in A_2 \subset S_2} (C_f \times V_f)}{\sum_{f \in A_2 \subset S_2} V_f},$ <p>где $A_2 = \{\text{ценовые_пары_данного_ГОУ} C \geq C_{\text{пр}}\}$; $S_2 = \{PTE \text{_данного_ГОУ} P_{\text{мин}}^{\text{PTE}} < P_{\text{макс}}^{\text{PTE}}\}$.</p> <p>5. В случае если для нескольких ГОУ параметры $I_{\text{ГОУ}}$ равны, ранжирование производится по средневзвешенной цене БР.</p>

6.6. Подготовка объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой к участию в управлении режимами ЕЭС России, осуществляемом СО

В целях поддержания:

- 1) стабильного баланса производства и потребления мощности в темпе реального времени;
- 2) нормативных объемов резервов активной мощности;
- 3) допустимых параметров электрических режимов электрических сетей, генерирующего и потребляющего электроэнергию оборудования субъектов оптового рынка;
- 4) регламентированного ГОСТ качества электроэнергии на шинах субъектов оптового рынка

в рамках технических условий и параметров, зафиксированных в договорах на присоединение участников оптового рынка к торговой системе оптового рынка:

- а) СО имеет право и обязан определить, подготовить к работе и использовать доступные ему ресурсы основного и вспомогательного оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой;
- б) участники оптового рынка обязаны обеспечить готовность к работе и предоставить в управление СО ресурсы основного и вспомогательного оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой.

6.6.1. Действия СО по подготовке к работе оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой в темпе реального времени

Основная работа по подготовке оборудования к работе осуществляется до момента актуализации расчетной модели. На этой стадии определяются и доводятся до участников оптового рынка согласованные СО:

1. Изменения состава включенного в сеть генерирующего и сетевого оборудования:

- до 15 ч 30 мин, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 08 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым, СО доводит до участников оптового рынка состав включенного в сеть их генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе расчета выбора состава включенного генерирующего оборудования, проводимого СО в соответствии с *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);
- до 12 ч 30 мин, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 08 часов 30 минут московского времени торговых суток СО доводит до участников оптового рынка и КО актуализированный состав включенного в сеть генерирующего оборудования на операционные сутки Х, полученный в ходе выполнения СО процедуры актуализации расчетной модели, проводимой в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

2. Учетные изменения параметров включенного в сеть генерирующего и сетевого оборудования.

На стадиях расчета ПБР и управления режимами в темпе реального времени СО регулярно на основании анализа результатов мониторинга и прогнозов на несколько часов вперед:

- графиков активной мощности потребления,
 - готовности к несению нагрузки включенным генерирующим оборудованием,
 - готовности к изменению нагрузки объектами потребления с регулируемой нагрузкой,
 - топологии электрической сети,
 - прочих системных условий;
- 1) контролирует достаточность в ЕЭС России и ее отдельных частях:
- вторичного резерва активной мощности,
 - третичного резерва активной мощности,

- технически достижимого минимального значения нагрузки генерирующего оборудования;
- 2) определяет необходимость изменения состава включенного генерирующего оборудования участников оптового рынка. При этом решение об изменении состава включенного генерирующего оборудования участников оптового рынка принимается СО с применением ранжированного перечня единиц генерирующего оборудования на включение (отключение) (далее – РП ЕГО), формируемого согласно приложению 2 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);
- 3) уведомляет участников оптового рынка о предстоящих изменениях состава включенного оборудования с упреждением реального времени на интервал времени, достаточный для выполнения необходимых операций по включению или отключению основного и (или) вспомогательного оборудования.

6.6.2. Действия участников оптового рынка по подготовке к работе основного и вспомогательного оборудования объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, управляемые СО

участники оптового рынка в рамках технических параметров оборудования, указанных в договорах присоединения участников оптового рынка к торговой системе оптового рынка, обязаны обеспечить в соответствии с командами СО:

- 1) несение нагрузки на оборудовании объектов генерации, включенном в сеть, во всем диапазоне изменения активной мощности от минимальных до максимальных значений;
- 2) изменение нагрузки на оборудовании объектов генерации, включенном в сеть;
- 3) постоянную готовность к включению в сеть основного оборудования объектов генерации, числящегося в резерве;
- 4) постоянную готовность к отключению от сети основного оборудования объектов генерации;
- 5) изменение потребления мощности объектов потребления с регулируемой нагрузкой (в заданных пределах).

участники оптового рынка обязаны незамедлительно информировать СО о незапланированных изменениях состава или параметров оборудования

6.7. Подготовка параметров режима объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой для производства переключений в электрических сетях

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России во время переключений в электрических сетях, осуществляемых в целях:

- производства ремонтных работ на сетевом оборудовании;
- отключения сетевого оборудования в резерв;
- включения сетевого оборудования из резерва,

диспетчерский персонал СО имеет право и обязан регулировать режимы ЕЭС России за счет оперативного воздействия на объемы производства электроэнергии объектов генерации и объемы потребления электроэнергии объектов потребления с регулируемой нагрузкой.

Режим производства переключений в электрических сетях на территории оперативного диспетчерского управления является особым режимом нормальной ситуации, вводимым СО.

В течение указанного режима требование к СО управлять режимами в соответствии с таблицами, представленными в пп. 6.5.1.1, 6.5.1.2, 6.5.1.3 и 6.5.1.4 настоящего Регламента, заменяется рекомендацией следовать этим таблицам по возможности.

6.8. Принципы обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в нормальной ситуации в реальном масштабе времени

СО обеспечивает надежность функционирования ЕЭС России в реальном масштабе времени путем контроля и управления режимами и резервами оборудования субъектов оптового рынка.

6.8.1. Принципы обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в рамках работы вторичного контура управления

Для обеспечения надежности ЕЭС России и нормального действия вторичного контура управления в темпе реального времени СО обязан:

- 1) контролировать на соответствие нормативам, заданиям и УДГ:
 - а) частоту электрического тока в ЕЭС России;
 - б) балансы мощности в ЕЭС России, ОЭС и региональных электроэнергетических системах (РЭЭС);
 - в) запасы по пределу ограничений по пропускной способности электрических сетей;
 - г) токовую нагрузку элементов электрических сетей;
 - д) уровни напряжения в контрольных точках сети;
- 2) в случае нарушения или прогнозируемого нарушения параметров нормативов, заданий и УДГ, указанных выше, принимать меры по вводу значений в допустимую область путем использования энергетических ресурсов вторичного контура управления;
- 3) контролировать объем и размещение вторичных резервов на загрузку и разгрузку оборудования в ЕЭС России;
- 4) в том случае, если в результате действия вторичного контура управления произошло снижение объемов вторичного резерва на загрузку и на разгрузку оборудования, принимать меры к восстановлению их объемов за счет мобилизации третичного резерва на загрузку и на разгрузку оборудования в сроки, определяемые интервалом времени, в течение которого участники оптового рынка обязаны обеспечить несение нагрузки на оборудовании, определенном СО для размещения энергетических ресурсов вторичного контура управления;
- 5) в том случае, если снижение объемов вторичного резерва на загрузку оборудования произошло в результате отключений элементов электрических сетей или самого генерирующего оборудования, на

котором он был размещен, принимать меры к восстановлению его объемов в максимально короткие сроки за счет:

- а) перевода в разряд вторичного резерва на загрузку оборудования третичных резервов на загрузку на оборудовании, отвечающем техническим требованиям к мобильности вторичного резерва на загрузку оборудования;
 - б) размещения вторичного резерва на загрузку оборудования на загруженном оборудовании. Для этой цели в соответствии с п. 6.5.1.4 настоящего Регламента выбирается оборудование с наиболее высокими ценовыми характеристиками, отвечающее техническим требованиям к мобильности вторичного резерва на загрузку оборудования. В этом случае нагрузка разгружаемого оборудования должна быть перенесена на оборудование с размещенным третичным резервом на загрузку оборудования в соответствии с п. 6.5.1.3 настоящего Регламента;
 - в) разворота генерирующего оборудования из холодного резерва.
- б) в том случае, если снижение объемов вторичного резерва на разгрузку оборудования произошло в результате отключений в электрических сетях, появления технических неисправностей или возникновения условий несения вынужденных режимов генерирующего оборудования, на котором он был размещен, принимать меры к восстановлению его объемов в максимально короткие сроки за счет:
- а) перевода в разряд вторичного резерва на разгрузку оборудования третичных резервов на разгрузку оборудования на силовых установках, отвечающих техническим требованиям к мобильности вторичного резерва на разгрузку оборудования;
 - б) останова генерирующего оборудования в холодный резерв.

6.8.2. Принципы обеспечения надежности функционирования ЕЭС России в рамках работы третичного контура управления

Для обеспечения надежности ЕЭС России и нормального действия третичного контура управления в темпе реального времени СО обязан:

- а) контролировать объем и размещение третичного резерва на загрузку и на разгрузку оборудования в ЕЭС России;
- б) в том случае, если в результате действия третичного контура управления произошло снижение объемов третичного резерва на загрузку и на разгрузку оборудования, принять меры к восстановлению объемов вышеуказанных резервов за счет включения оборудования из холодного резерва (отключения в холодный резерв) в сроки, определяемые интервалом времени, в течение которого участники оптового рынка обязаны обеспечить изменение состояния оборудования;
- в) в том случае, если снижение объемов третичного резерва на загрузку оборудования произошло в результате отключения генерирующего оборудования, на котором он был размещен или отключений в электрических сетях, принимать меры к восстановлению его объемов в максимально короткие сроки за счет:

- перераспределения размещения третичного резерва на загрузку оборудования между ОЭС и между РЭЭС в ЕЭС России;
- максимально быстрого разворота генерирующего оборудования из холодного резерва активной мощности.

г) в том случае, если снижение объемов третичного резерва на разгрузку оборудования произошло в результате отключений в электрических сетях, технических неисправностей или возникновения условий несения вынужденных режимов оборудования, на котором он был размещен, принимать меры к восстановлению его объемов в максимально короткие сроки за счет:

- перераспределения размещения третичного резерва на разгрузку оборудования между ОЭС и между РЭЭС в ЕЭС России.
- останова генерирующего оборудования в холодный резерв.

д) В случае необходимости ввода режима работы энергосистемы (энергоузла) в область допустимых значений в случае фактического, либо прогнозируемого выхода параметров режима за пределы допустимых значений, использовать весь технически доступный диапазон нагрузок генерирующего оборудования, определяемый техническими требованиями (требованиями безопасности) к эксплуатации данного вида оборудования, в т.ч. если значения указанного диапазона лежат вне пределов регулирования, принятых в отношении данного часа при актуализации расчетной модели.

6.8.3. Принципы обеспечения надежности функционирования ЕЭС России за счет управления режимами и резервами реактивной мощности субъектов оптового рынка

Для обеспечения надежности ЕЭС России в темпе реального времени СО обязан:

а) контролировать на соответствие нормативам, заданиям и уточненным диспетчерским графикам параметры:

- напряжения электрического тока в контрольных пунктах ЕЭС России;
- запасов по пределу ограничений по пропускной способности электрических сетей; .
- токовой нагрузки элементов электрических сетей;

б) в случаях нарушения или прогнозируемого нарушения параметров нормативов, заданий и уточненных диспетчерских графиков, указанных выше, принимать меры по вводу их значений в допустимую область путем использования в рамках технически допустимых режимов следующих ресурсов оборудования субъектов оптового рынка:

- реактивной мощности генерирующего оборудования;
- реактивной мощности шунтирующих реакторов, батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов;
- переключателей ответвлений регулирования напряжения трансформаторов, автотрансформаторов и автотрансформаторных групп;
- состояния (включено/выключено) линий электропередачи и других сетевых элементов;

–состояния (включено/выключено) генерирующего оборудования;
а субъекты оптового рынка обязаны предоставлять указанные ресурсы СО.

6.8.4. Принципы проверки наличия фактических резервов мощности в ЕЭС России

В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО имеет право осуществлять выборочную загрузку до максимальной мощности генерирующего оборудования путем отдачи диспетчерской команды на период от 1 до 3 часов без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента, но не более трех раз в течение месяца в отношении одного ГОУ.

СО имеет право осуществлять выборочное включение генерирующего оборудования путем отдачи диспетчерской команды, заявленного участником оптового рынка в резерв, без учета результатов ВСВГО и без учета ранжированных таблиц объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, формируемых в соответствии с п. 6.5.1 настоящего Регламента. Максимальное количество включений одной ЕГО в течение одного месяца по причине проверки наличия фактических резервов мощности не должно превышать 3 (трех) раз. При этом ЕГО, в случае успешного включения в сеть для целей проверки наличия фактических резервов мощности в течение месяца, до конца рассматриваемого месяца дальнейшей проверке путем включения в сеть по описанному выше алгоритму не подлежат.

6.8.5. Принципы применения системы мониторинга запасов устойчивости для актуализации МДП в контролируемых сечениях в реальном масштабе времени

В отношении контролируемых сечений, для которых введена в эксплуатацию и функционирует система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), расчет актуальных значений максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, при этом в качестве исходных данных для такого расчета используются актуализируемые в режиме реального времени параметры баланса энергосистемы, фактического состояния генерирующего и сетевого оборудования, объемов управляющих воздействий и состояния ПА (введена/выведена). Рассчитанные СМЗУ значения МДП используются СО при управлении режимом работы ЕЭС России в режиме реального времени.

6.8.6. Принципы управления режимами работы СЭС/ВЭС

6.8.6.1. Изменение режима работы СЭС/ВЭС

Изменение режима работы СЭС/ВЭС, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд или команд дистанционного управления из соответствующего диспетчерского центра в случае реализации участником оптового рынка функций дистанционного управления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС из диспетчерского центра СО:

- на ограничение (снижение) плановой нагрузки СЭС/ВЭС (вплоть до нулевого значения). Оперативный персонал СЭС/ВЭС (система

дистанционного управления технологическим режимом работы оборудования СЭС/ВЭС) реализует ограничение (снижение) нагрузки электростанции разгрузкой генерирующего оборудования до заданного значения нагрузки, а при отсутствии технической возможности разгрузки электростанции – отключением от сети генерирующего оборудования;

- на отключение от сети генерирующего оборудования СЭС/ВЭС.

Отдача указанных команд в отношении СЭС/ВЭС осуществляется только в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы при условии отсутствия возможности ввода параметров электроэнергетического режима энергосистемы в область допустимых значений за счет использования третичного резерва на разгрузку генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС.

По завершении выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы для СЭС/ВЭС должна быть отдана диспетчерская команда (команда дистанционного управления) на работу электростанции по плановому диспетчерскому графику. Оперативный персонал СЭС/ВЭС при получении диспетчерской команды реализует ее путем включения в работу генерирующего оборудования СЭС/ВЭС, набора нагрузки электростанции до значения, указанного в плановом диспетчерском графике.

6.8.6.2. Отдача диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении СЭС/ВЭС

Отдача диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении СЭС/ВЭС осуществляется на основании РЖТ ВИЭ, формируемых в следующем порядке.

1. Формирование РЖТ ВИЭ осуществляется на основании следующих данных:
 - 1.1. Данные о выходе СЭС/ВЭС на оптовый рынок в соответствии с Реестром участников оптового рынка электроэнергии, допущенных к участию в торговле электрической энергией с 1-го числа календарного месяца, следующего за текущим, передаваемым ежемесячно КО СО в согласованном формате;
 - 1.2. Информация о продолжительности действия зарегистрированных в отношении всех ГОУ электростанций ВИЭ диспетчерских команд (команд дистанционного управления) на ограничение (снижение) или отключение нагрузки СЭС/ВЭС за предшествующие 1095 календарных суток, начиная с суток $X-3$, где X – операционные сутки, на которые формируется РЖТ ВИЭ (далее по настоящему пункту – команды).
2. РЖТ ВИЭ формируется отдельно для каждой операционной зоны ОДУ и РДУ.
3. При формировании РЖТ ВИЭ все СЭС/ВЭС распределяются на две группы ранжирования. В первую очередь диспетчерские команды (команды дистанционного управления) на ограничение (снижение) или отключение нагрузки отдаются для СЭС/ВЭС, включенных в Группу ранжирования 1.
 - 3.1. **Группа ранжирования 1** – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления)

не зарегистрированы. В случае если имеется несколько СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления) не зарегистрированы, наибольший приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке.

3.2. Группа ранжирования 2 – в нее включаются СЭС/ВЭС, в отношении которых диспетчерские команды (команды дистанционного управления) зарегистрированы. Ранжирование СЭС/ВЭС в данной группе производится по продолжительности действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) (в минутах). Приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в отношении которых зарегистрирована наименьшая продолжительность действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления). При совпадении продолжительности действия зарегистрированных диспетчерских команд (команд дистанционного управления) в отношении нескольких СЭС/ВЭС приоритет на ограничение (снижение) или отключение нагрузки устанавливается для СЭС/ВЭС, в состав которой входят ГТП с более поздней датой предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке.

4. При подсчете продолжительности действия диспетчерских команд (команд дистанционного управления) не учитываются команды, зарегистрированные в отношении СЭС/ВЭС в целях предотвращения возможного отключения действием защит одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и ниже, которая в соответствии с техническим решением по выдаче мощности данной СЭС/ВЭС является единственной линией, по которой может осуществляться выдача мощности данной СЭС/ВЭС.

6.8.7. Особенности управления режимами работы ГЭС, участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты и потоков активной мощности

При управлении ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ (участие ГЭС в АВРЧМ) изменение мощности осуществляется в соответствии с заданием вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ относительно задания плановой мощности ГЭС в пределах имеющихся резервов вторичного регулирования. Задание плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) должно соответствовать значению планового диспетчерского графика (ПБР). В случае необходимости, исходя из режимных условий, изменение задания плановой мощности ГЭС в ГРАМ (ГРАРМ) осуществляется с использованием СДПМ или по диспетчерской команде.

6.8.8. Особенности управления режимами работы генерирующего оборудования, имеющего заявленные зоны недопустимой нагрузки

Изменение режима работы генерирующих объектов, имеющих зоны недопустимой нагрузки, находящихся в управлении соответствующих диспетчерских центров СО, осуществляется путем отдачи диспетчерских команд (команд дистанционного управления) с учетом наличия зоны недопустимой нагрузки, заявленной участниками оптового рынка, в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), либо на основании имеющейся в распоряжении СО информации.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА СО С ПЕРСОНАЛОМ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ В ПРОЦЕССЕ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ

Диспетчерский персонал СО в процессе оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и взаимодействия с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляет обмен информацией о событиях и действиях по управлению режимами работы объектов генерации и их эксплуатационными состояниями, передаваемой в электронном виде средствами специализированного ПО, с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра и (или) устно по телефону, включающей:

- 1) диспетчерские распоряжения;
- 2) диспетчерские команды;
- 3) диспетчерские разрешения;
- 4) диспетчерские сообщения;
- 5) оперативные уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования;
- 6) сообщения о фактических срабатываниях средств режимной и противоаварийной автоматики;
- 7) сообщения о случившихся нарушениях допустимых параметров режима (перетоки мощности, токи, уровни напряжения);
- 8) оперативные ценопринимающие заявки;
- 9) команды дистанционного управления;
- 10) иные необходимые сообщения, уведомления и запросы.

7.1. Требования к диспетчерским командам, распоряжениям, разрешениям и сообщениям

В соответствии с Правилами ОДУ Порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом СО при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками (далее – Порядок отдачи и регистрации команд) устанавливается СО.

Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, являются неотъемлемой частью Порядка отдачи и регистрации команд.

Порядок отдачи и регистрации команд размещается в открытом доступе на официальном сайте СО.

7.2. Требования к оперативному уведомлению

Оперативные уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования – уведомление о планируемом или фактическом изменении состава и (или) параметров генерирующего оборудования в операционные сутки, поданные участниками оптового рынка средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

В целях повышения оперативности взаимодействия диспетчерского персонала СО с персоналом объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой допускается подача устных оперативных уведомлений о планируемых или фактических изменениях состава и (или) параметров генерирующего оборудования по телефону. Устные оперативные уведомления подлежат обязательной регистрации средствами специализированного ПО в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

7.3. Организация документирования действий и результатов оперативного диспетчерского управления режимами

На каждом диспетчерском пункте СО должно быть организовано документирование информации о действиях и результатах оперативного диспетчерского управления режимами.

Все отданные и зарегистрированные, том числе с помощью средств аудиозаписи, диспетчерские команды, распоряжения, разрешения и сообщения из числа входящих в Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками, в обязательном порядке регистрируются диспетчерским персоналом средствами специализированного программного обеспечения (далее – электронный журнал) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.

Зарегистрированные стандартные документируемые диспетчерские команды, разрешения и сообщения подлежат согласованию с участниками оптового рынка путем размещения на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд.

Формирование и публикация персонифицированных Актов согласования команд осуществляется СО в отношении операционных суток X в сутки $X+1$ (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 10:00 московского времени) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.

Согласование Актов согласования команд осуществляется участниками оптового рынка путем акцепта опубликованных на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд в отношении операционных суток X в сутки $X+2$ (второй рабочий день, следующий за отчетными сутками) до

15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 08:00 московского времени).

7.4. Особенности оперативного взаимодействия диспетчерского персонала СО с персоналом объектов генерации, функционирующих на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца

На генерирующих объектах, функционирующих на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца (далее – генерирующий объект солнечной генерации), в период отсутствия инсоляции (темное время суток – периоды от захода до восхода солнца) может быть организовано оперативное обслуживание без постоянного пребывания на энергообъекте дежурного (оперативного) персонала.

Организация оперативного обслуживания генерирующих объектов солнечной генерации в периоды отсутствия инсоляции без постоянного пребывания на энергообъекте дежурного (оперативного) персонала допускается при условии выполнения следующих требований:

- согласование с СО порядка оперативного взаимодействия с дежурным персоналом на генерирующем объекте солнечной генерации в период отсутствия инсоляции (темное время суток);
- обеспечение прибытия в период отсутствия инсоляции (темное время суток) дежурного персонала на генерирующий объект солнечной генерации за время, не превышающее 60 минут, при наличии в составе генерирующего объекта солнечной генерации оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, отнесенного к объектам диспетчеризации;
- согласование организации оперативного обслуживания генерирующего объекта солнечной генерации в период отсутствия инсоляции (темное время суток) без постоянного пребывания на энергообъекте дежурного персонала с субъектами электроэнергетики, в технологическом управлении или ведении которого находятся объекты электросетевого хозяйства, не отнесенные к объектам диспетчеризации, к которым технологически присоединен такой генерирующий объект солнечной генерации;
- предоставление СО списка уполномоченных сотрудников, ответственных за взаимодействие с диспетчерским персоналом СО в период отсутствия инсоляции (темное время суток), и наличие выделенного канала связи, обеспечивающего обмен голосовой информацией с указанными сотрудниками.

8. ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ (УГРОЗЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ) АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, А ТАКЖЕ ПРИ АВАРИЙНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ В ЕЭС РОССИИ И НА ЕЕ ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Ситуация на каждой территории оперативного диспетчерского управления СО: европейской части ЕЭС России, отдельной ОЭС, отдельной РЭЭС может определяться одним из следующих статусов:

- нормальная ситуация;

- угроза возникновения аварийной ситуации или возникновения аварийных электроэнергетических режимов
- аварийная ситуация.

Порядок управления режимами объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой, изложенный в п. 3—6 настоящего Регламента, установлен для осуществления оперативного диспетчерского управления в нормальной ситуации, включая особые режимы нормальной ситуации.

В иных случаях (далее – особые ситуации) порядок действий СО в рамках первичного и вторичного контуров управления, изложенный в пп. 6.3 и 6.4 настоящего Регламента, не изменяется. Изменению подлежит порядок действий СО в рамках третичного контура управления, а также могут осуществляться действия по аварийному ограничению режима потребления.

В особых ситуациях цель управления, представленная в п. 6.5 настоящего Регламента, заменяется целью обеспечения надежного функционирования ЕЭС России и прочих территорий оперативного диспетчерского управления.

Для достижения этой цели СО имеет право и обязан:

- а) использовать весь технически доступный диапазон изменения нагрузки (в т.ч. в зоне допустимой перегрузки) объектов управления активной мощностью, размещенный на оборудовании несущем:
 - нагрузку;
 - «горячие» виды резервов активной мощности (первичный, вторичный и третичный);
 - холодный резерв;
- б) осуществлять отключение генерирующих мощностей от сети для снижения технического минимума генерирующего оборудования в целях прохождения периодов суточного минимума потребления мощности;
- в) осуществлять переключения в электрических сетях:
 - организаций, осуществляющих управление единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
 - организаций, осуществляющих управление электрическими сетями, обеспечивающими присоединение электроустановок участников оптового рынка к единой национальной (общероссийской) электрической сети.
- г) прекращать ремонтные работы на генерирующем и электросетевом оборудовании всех субъектов оптового рынка.

При наступлении оснований, определяемых Правительством РФ, СО имеет право осуществлять следующие действия по аварийному ограничению режима потребления, в т.ч.:

- введение очередей технологических ограничений нагрузки потребителей;
- введение очередей технологических отключений нагрузки потребителей;
- прямых отключений нагрузки потребителей из центров питания кнопками специальной автоматики отключения потребителей;
- использование аварийной разгрузки и отключения генераторов.

Действия по аварийному ограничению режима потребления также могут осуществляться под воздействием противоаварийной автоматики.

При наступлении аварийной ситуации требование к СО управлять режимами в соответствии с таблицами, представленными в пп. 6.5.1.1, 6.5.1.2, 6.5.1.3 и 6.5.1.4 настоящего Регламента, заменяется рекомендацией следовать этим таблицам по возможности.

Определение объемов отклонений потребления, относимых на внешнюю инициативу в случае наступления аварийной ситуации, а также при фактах аварийного ограничения режима потребления производится Системным оператором после определения причины возникновения такой ситуации на основании представленного участником рынка акта расследования возникновения аварийной ситуации (технологического нарушения), оформленного в установленном порядке.

При вводе в установленном порядке ограничений режимов потребления и (или) отключений, объем отклонения потребления, относимого на внешнюю инициативу, не может превышать объемы фактического снижения потребления.

9. ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О ДЕЙСТВИЯХ И РЕЗУЛЬТАТАХ ОПЕРАТИВНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМОЙ НАГРУЗКОЙ В ТЕМПЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

СО в сроки, установленные *Регламентом* определения объемов, инициатив и стоимости отклонений (Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), представляет в КО данные о составляющих отклонений по внешней инициативе фактических поставок электроэнергии объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой от объемов, заданных торговыми графиками.

В случае необходимости информацию о зарегистрированных диспетчерских командах (командах дистанционного управления) СО передает КО по запросу в согласованном формате.

9.1. Информация, предоставляемая участникам оптового рынка

В соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд до участников оптового рынка в течение суток *X* доводятся зарегистрированные диспетчерские команды (команды дистанционного управления), разрешения и сообщения путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО по заданному расписанию.

9.2. Информация, публикуемая на сайте ОРЭМ СО

Публикация на сайте ОРЭМ СО осуществляется в соответствии с п. 7 Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

**Форма заявления о формировании плановых диспетчерских графиков со
сглаживанием на часовых интервалах с учетом максимальной скорости
нагрузки ГЭС**

Члену Правления,
директору по
энергетическим рынкам
и внешним связям

АО «СО ЕЭС»

**Заявление о формировании плановых диспетчерских графиков со
сглаживанием в начале часовых интервалов для ГОУ ГЭС**

В соответствии с п. 3.3 *Регламента оперативного диспетчерского управления
электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России*
(Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового
рынка) прошу с 01.ММ.ГГГГ в отношении ГОУ _____ ГЭС
(указывается наименование электростанции) осуществлять формирование
плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых
интервалов с учетом максимальной скорости набора/сброса нагрузки ГЭС.

Основные принципы определения объемов недостаточного резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС ОЭС Востока

Определение объемов недостаточного резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС ОЭС Востока осуществляется в процессе актуализации расчетной модели на операционные сутки в следующей последовательности.

1. В соответствии с Методическими указаниями по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.10.2018 № 882, определяются следующие величины:

- $R_{\text{ртр_норм}}$ – нормативный объем резерва третичного регулирования (РТР) на загрузку;
- $dR_{\text{рав}}$ – минимально необходимого объем РТР на загрузку.

2. Определяется дефицит резервов третичного регулирования ТЭС за контролируемые сечениями (каскадами контролируемых сечений) в режиме N-1:

2.1. Для каждого i -го контролируемого сечения:

$$dR1_i = dR_{\text{рав}}_i - dR_{\text{сеч}}_i - R_{\text{ртр_тэс}}_i - R_{\text{хр}}_i,$$

где

$dR_{\text{сеч}}_i = (R_{\text{мдп}}_i - R_{\text{переток}}_i)$ – запас пропускной способности i -го контролируемого сечения, равный разнице между МДП в данном сечении и величиной прогнозируемого перетока;

$R_{\text{ртр_тэс}}_i = (R_{\text{макс_тэс}}_i - R_{\text{тэс}}_i)$ – резерв третичного регулирования на загрузку ТЭС, расположенных за i -м контролируемым сечением с учетом ограничений по выпуску мощности этих ТЭС в сторону рассматриваемого контролируемого сечения, равный разнице между заявленной максимальной мощностью данных ТЭС и прогнозируемой нагрузкой;

$R_{\text{хр}}_i$ – величина холодного резерва генерирующего оборудования ТЭС, расположенных за i -м контролируемым сечением с учетом ограничений по выпуску мощности этих ТЭС в сторону рассматриваемого контролируемого сечения.

В случае если $dR1_i$ меньше 0, то дефицит третичного резерва за рассматриваемым КС отсутствует и принимается равным 0 ($dR1_i = 0$).

2.2. Для совокупностей из m контролируемых сечений, расположенных последовательно (каскад контролируемых сечений), величина дефицита РТР ТЭС определяется как максимальное значение из определенных поочередно дефицитов РТР ТЭС для каждого контролируемого сечения из данного каскада:

$$dR1_каскад = \max(dR1_{\text{сеч}}_1, \dots, dR1_{\text{сеч}}_i, \dots, dR1_{\text{сеч}}_m).$$

2.3. Для совокупности каскадов контролируемых сечений определяется суммарный дефицит РТР ТЭС за контролируемые сечениями:

$$dR1_{\text{сумм}} = \sum (dR1_каскад_1 \dots dR1_каскад_i \dots dR1_каскад_n).$$

3. Определяется общий дефицит резерва третичного регулирования ТЭС ОЭС Востока как разница между нормативным объемом РТР и объемом РТР, размещенным на ТЭС ОЭС Востока, за исключением величины холодного резерва генерирующего оборудования ТЭС ОЭС Востока.

$$dR2 = R_{\text{ртр_норм}} - R_{\text{ртр_тэс}} - P_{\text{хр}}.$$

4. Объем недостаточного резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС ОЭС Востока определяется как максимальное за сутки значение из суммарного дефицита РТР ТЭС за контролируемые сечениями и общего дефицита резерва третичного регулирования ТЭС ОЭС Востока, но не более суммы двух наибольших рабочих мощностей энергоблоков ТЭС в ОЭС Востока.

$$dR = \min(\max(dR1_{\text{сумм}}, dR2), (P_{\text{макс1}} + P_{\text{макс2}})).$$