



**«Утверждаю»**

Первый заместитель  
Председателя Правления  
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгинов 

«14» ноября 2014г.

**Методика**  
**определения минимально необходимых**  
**объемов резервов активной мощности**  
**ЕЭС России**

**Москва**

**2014**

## Оглавление

1. Область применения.....	3
2. Нормативные ссылки.....	3
3. Основные понятия и определения .....	4
4. Включенный резерв активной мощности .....	4
5. Определение минимально необходимых объемов резервов.....	7
5.1. Определение минимально необходимого объема резерва первичного регулирования.....	7
5.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования.....	8
5.2.1. Определение минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку. ....	8
5.2.2. Определение минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на разгрузку. ....	9
5.2.3. Резерв вторичного регулирования для автоматического ограничения потоков. ....	10
5.3. Определение минимально необходимых объемов резерва третичного регулирования.....	11
5.3.1. Определение минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на загрузку. ....	11
5.3.2. Определение минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на разгрузку. ....	11
5.4. Распределение объемов включенного резерва для отдельных ОЭС.....	12
5.5. Холодный резерв активной мощности .....	13
5.6. Условия обеспечения нормативов резервов мощности .....	13

## **1. Область применения**

Настоящая Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России (далее Методика) регламентирует принципы определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности при решении задач краткосрочного планирования режимов ЕЭС.

## **2. Нормативные ссылки**

В настоящей Методике использованы ссылки на следующие Стандарты и нормативные документы:

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (далее – Требования к участию в регулировании), Л1.

2. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности» (далее – Нормы участия в регулировании), Л2.

3. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, Л3.

4. Положение о технологическом взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» при осуществлении ОАО «СО ЕЭС» функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, Л4.

Настоящая Методика разработана с учетом требований следующих Стандартов, регламентирующих и нормативных документов:

1. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).

2. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии).

3. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем».

4. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков.

5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. N РД 34.20.501-95.

Методика использует термины и определения, установленные в указанных документах. Необходимые дополнительные термины и детализирующие уточнения приведены непосредственно в тексте Методики.

### **3. Основные понятия и определения**

*Включенный резерв* активной мощности (на загрузку и разгрузку) включает в себя:

- *резерв первичного регулирования (РПР)* – максимальное значение мощности первичного регулирования, которую могут выдать электростанции (энергоблоки), при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты.
- *резерв вторичного регулирования (РВР)* – значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в области регулирования под действием центрального регулятора или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку);

Автоматический *РВР* размещается на выделенном генерирующем оборудовании, отвечающем техническим требованиям, предъявляемым к вторичному регулированию частоты в соответствии с Требованиями к участию в регулировании (Л1) и Нормами участия в регулировании (Л2).

- *резерв третичного регулирования (РТР)* - значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования по командам диспетчера в области регулирования на загрузку или разгрузку в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях.

РТР формируется в пределах свободной от размещения *РПР* и *РВР* части регулировочного диапазона генерирующего оборудования, включенного в работу, а также на остановленном генерирующем оборудовании, включение в сеть которого и последующий набор нагрузки возможен в течение 20 мин.

*Плановый резерв первичного, вторичного, третичного регулирования* – значение резерва, заданное при формировании диспетчерского графика и выборе состава включенного генерирующего оборудования.

### **4. Включенный резерв активной мощности**

При планировании режимов работы ЕЭС в каждый момент времени должны выполняться требования по обеспечению необходимых объемов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

При планировании должны быть обеспечены следующие условия:

1. Диапазон мощности, учитываемый для планирования, на каждой  $k$ -той единице генерирующего оборудования, на которой размещен резерв первичного и автоматического вторичного регулирования, должен находиться в пределах:

$$P_{\max_k}^{nl} = P_{\max_k} - (K_{np}^{(+)} + K_{вр}^{(+)}) P_{ном_k} \quad (1)$$

$$P_{\min_k}^{nl} = P_{\min_k} + (K_{np}^{(-)} + K_{вр}^{(-)}) P_{ном_k} \quad (2)$$

2. Сумма резервов первичного регулирования на множестве  $N$  выделенных единиц генерирующего оборудования должна быть не менее нормативной величины:

$$\sum_{k \in N} K_{np}^{(+)} P_{ном_k} \geq R^{PIP(+)} \quad (3)$$

$$\sum_{k \in N} K_{np}^{(-)} P_{ном_k} \geq R^{PIP(-)} \quad (4)$$

3. Сумма резервов вторичного регулирования на множестве  $N$  выделенных единиц генерирующего оборудования должна быть не менее нормативной величины:

$$\sum_{k \in N} K_{вр}^{(+)} P_{ном_k} \geq R^{PBP(+)} \quad (5)$$

$$\sum_{k \in N} K_{вр}^{(-)} P_{ном_k} \geq R^{PBP(-)} \quad (6)$$

4. Состав включённого генерирующего оборудования должен обеспечивать величину резервов третичного регулирования с учетом размещенных резервов первичного и вторичного регулирования не менее нормативной величины.

$$\sum_{i \in u} P_{\max_i} + \sum_{k \in N} P_{\max_k}^{nl} - \left[ P_n + \sum_{j \in M} (P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}}) \right] \geq R^{PTP(+)} \quad (7)$$

$$\left[ P_n + \sum_{j \in M} (P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}}) \right] - \sum_{i \in u} P_{\min_i} - \sum_{k \in N} P_{\min_k}^{nl} \geq R^{PTP(-)} \quad (8),$$

где:

$P_{\max_{\kappa,i}}$  и  $P_{\min_{\kappa,i}}$  - значения соответственно максимальной и минимальной мощности включенного (включаемого) генерирующего оборудования для размещения резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

$P_{ном_k}$ ,  $P_k^{nl}$  - значения соответственно номинальной и плановой мощности  $k$ -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования из множества  $N$ , выделенного для размещения резервов первичного и вторичного регулирования.

$Kпр_k^{(\pm)}$ ,  $Kвр_k^{(\pm)}$  - значения коэффициентов, определяющих соответственно долю резервов первичного и вторичного регулирования (на загрузку или разгрузку) от номинальной мощности  $k$ -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования из множества  $N$  с учётом нормативов (Л2).

$P_{макс_k}^{nl}$ ,  $P_{мин_k}^{nl}$  - значения используемой при планировании (формировании ДГ и размещении РТР) соответственно максимальной и минимальной мощности  $k$ -го включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества  $N$ , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования;

$\sum_{i \in u} P_{макс_i}$  – сумма значений мощности верхних границ регулировочного диапазона всего включенного (включаемого) генерирующего оборудования ( $i$ -ых единиц генерации) ЕЭС (множество  $u$ ) или изолированно работающих ОЭС за исключением генерирующего оборудования из множества  $N$ ;

$\sum_{i \in u} P_{мин_i}$  – сумма значений мощности нижних границ регулировочного диапазона всего включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества  $u$  за исключением генерирующего оборудования из множества  $N$ ;

$\sum_{k \in N} P_{макс_k}^{nl}$  – сумма значений используемых при планировании максимальных мощностей включенного (включаемого) генерирующего оборудования ( $k$ -ых единиц генерации) множества  $N$ , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования на загрузку;

$\sum_{k \in N} P_{мин_k}^{nl}$  – сумма значений используемых при планировании минимальных мощностей включенного (включаемого) генерирующего оборудования множества  $N$ , на котором размещены резервы первичного и вторичного регулирования на разгрузку;

$P_n$  – планируемое потребление мощности ЕЭС (или изолированно работающих ОЭС);

$\sum_{j \in M} (P_j^{exp} - P_j^{imp})$  – планируемое сальдо экспортно-импортных перетоков мощности ЕЭС (или сальдо перетоков изолированно работающих ОЭС) суммируется по каждой  $j$ -ой ВЛ множества  $M$  – межгосударственных ВЛ;

$$\left[ P_n + \sum_{j \in M} ( P_j^{\text{exp}} - P_j^{\text{imp}} ) \right] - \text{суммарная плановая нагрузка включенного}$$

(включаемого) генерирующего оборудования, обусловленная планируемыми потреблением и сальдо экспортно-импортных перетоков;

$R^{PP(\pm)}$  - минимально необходимый суммарный объем  $PPR$ ,  
соответственно на загрузку и на разгрузку;

$R^{BP(\pm)}$  - минимально необходимый суммарный объем  $PBP$ ,  
соответственно на загрузку и на разгрузку;

$R^{PT(\pm)}$  - минимально необходимый суммарный объем  $PTP$ ,  
соответственно на загрузку и на разгрузку.

Минимально необходимый суммарный объем *включенного резерва* активной мощности соответственно на загрузку и на разгрузку определяется выражением:

$$R^{\text{вкл}(\pm)} = R^{PP(\pm)} + R^{BP(\pm)} + R^{PT(\pm)} \quad (9)$$

Значения минимально необходимых объемов включенного резерва активной мощности на загрузку и на разгрузку должны рассчитываться в соответствии с разделом 5 настоящей Методики.

## 5. Определение минимально необходимых объемов резервов

### 5.1. Определение минимально необходимого объема резерва первичного регулирования

НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

НПРЧ в синхронной зоне должно обеспечить удержание текущих значений частоты в безопасных для потребителей, энергоблоков АЭС и ГРЭС пределах, в целях предотвращения развития аварии при возникновении *расчётного аварийного небаланса мощности*.

Согласно (ЛЗ), исходя из величины *расчётного аварийного небаланса мощности* в энергообъединении стран СНГ и Балтии, равной  $\pm 1200$  МВт, доля минимально необходимого объема  $PPR$  для первой синхронной зоны ЕЭС России определяется пропорционально суммарной выработке электроэнергии ЕЭС России к общему объему выработки электроэнергии энергообъединения стран СНГ и Балтии, и ежегодно пересматривается Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Для второй синхронной зоны ЕЭС России минимально необходимый объем РПР составляет  $\pm 200$  МВт.

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных допустимостью режимов оборудования. ОПРЧ имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

Мобилизуемая при ОПРЧ первичная мощность в составе РПР не учитывается.

## ***5.2. Определение минимально необходимых объемов резерва вторичного регулирования.***

Максимальная эффективность использования резервов вторичного регулирования обеспечивается при размещении всего минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку на электростанциях, подключенных к ЦКС АВРЧМ. В связи с этим, весь минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования, по возможности, должен быть размещен на электростанциях, подключенных к системам АВРЧМ.

При невозможности подключения всего объема резервов вторичного регулирования к АВРЧМ минимальный объем резервов вторичного регулирования, подключенный к АВРЧМ, должен составлять не менее  $\pm 400$  МВт.

При невозможности обеспечить размещение минимального объема резервов вторичного регулирования на ГЭС в режиме паводка и при наличии иных ограничений, резервы вторичного регулирования должны размещаться на ТЭС, подключенных к ЦС (ЦКС) АВРЧМ и имеющих действующий договор оказания услуг по АВРЧМ.

Для обеспечения регулирования перетоков мощности с коррекцией по частоте на электростанциях, подключенных к ЦС АВРЧМ должен размещаться необходимый объем резерва вторичного регулирования. Величину резерва вторичного регулирования и перечень электростанций, на которых он должен быть размещен, определяет Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер в зависимости от схемно-режимной ситуации.

### ***5.2.1. Определение минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку.***

*РВР* (на загрузку и на разгрузку) должен предусматриваться при планировании режима работы синхронных зон ЕЭС России.



Величина необходимого объема  $P_{BP}$  на загрузку определяется с учетом необходимого объема компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации (*расчетный небаланс*  $P_{нб\_расч}$ ):

- Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{нб\_расч}$  (загрузка) = 1200 МВт – аварийное отключение блока № 9 Костромской ГРЭС, 1000 МВт – аварийное отключение блока АЭС (при отключенном состоянии блока № 9 Костромской ГРЭС);

- Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{нб\_расч}$  (загрузка) = max [335 МВт,  $\sum P_{ГГ\ 3,4}$  БурГЭС,  $\sum P_{ГГ\ 5,6}$  БурГЭС],

где: 335 МВт – установленная мощность одного ГГ Бурейской ГЭС;

$\sum P_{ГГ\ 3,4}$  БурГЭС – планируемая суммарная нагрузка ГГ-3 и ГГ-4

Бурейской ГЭС (для учета возможного одновременного аварийного отключения ГГ-3 и ГГ-4 в результате нормативного возмущения);

$\sum P_{ГГ\ 5,6}$  БурГЭС – планируемая суммарная нагрузка ГГ-5 и ГГ-6

Бурейской ГЭС (для учета возможного одновременного аварийного отключения ГГ-5 и ГГ-6 в результате нормативного возмущения).

2. Нерегулярных отклонений мощности.

Данная составляющая в часы переменной части графика нагрузок определяется в зависимости от максимального энергопотребления  $P_{\max}^{ПОТР}$  (МВт) по выражению:

$$R_2 \geq 6 \times \sqrt{P_{\max}^{ПОТР}}$$

К переменной части графика нагрузки относятся диспетчерские интервалы, на которых темп изменения потребления в данной области регулирования составляет более 3% от  $P_{\max}^{ПОТР}$  в час.

В остальное время суток данная составляющая резерва определяется по выражению:

$$R_2 \geq 3 \times \sqrt{P_{\max}^{ПОТР}}$$

Для каждой синхронной зоны величина резерва вторичного регулирования  $R_{BP}$  на загрузку принимается равной максимальному значению из двух составляющих:  $R_{BP} = \max (P_{нб\_расч}, R_2)$ .

### **5.2.2. Определение минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на разгрузку.**

Величина необходимого объема  $P_{BP}$  на разгрузку определяется с учетом необходимого объема компенсации:

1. Наибольшей вероятной внезапной потери наиболее крупного узла потребления в данной области (расчетный небаланс  $P_{нб\_расч}$ ).

- Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{нб\_расч}$  (разгрузка) = 1000÷1200 МВт – среднестатистическое максимальное значение снижения мощности потребления по причине: аварийного прекращения поставок в Финляндию через ВПТ на ПС 400 кВ Выборгская, отделения ОЭС Центральной Азии или отключения единичной установки наиболее крупного потребителя (предприятия алюминиевой, металлургической отрасли);

- Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$$P_{нб\_расч} \text{ (разгрузка)} = \max [P_{\text{Россия-Китай}}, P_{\text{Сибирь-Восток}}]$$

где:  $P_{\text{Россия-Китай}}$  – планируемая поставка «Россия – Китай»;

$P_{\text{Сибирь-Восток}}$  – планируемый переток мощности по связям ОЭС Востока – ОЭС Сибири, учитывается только при направлении перетока в сторону ОЭС Сибири.

## 2. Нерегулярных отклонений мощности

Данная составляющая в часы переменной части графика нагрузок определяется в зависимости от максимального энергопотребления  $P_{\max}^{\text{ПОТР}}$  (МВт) по выражению:

$$R_2 \geq 6 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

В остальное время суток данная составляющая резерва определяется по выражению:

$$R_2 \geq 3 \times \sqrt{P_{\max}^{\text{ПОТР}}}$$

Для каждой синхронной зоны величина резерва вторичного регулирования  $R_{BP}$  на разгрузку принимается равной максимальному значению из двух составляющих:  $R_{BP} = \max (P_{нб\_расч}, R_2)$ .

### 5.2.3. Резерв вторичного регулирования для автоматического ограничения перетоков.

Необходимый объём резерва автоматического вторичного регулирования для ограничения перетоков мощности в определённых для этого контролируемых сечениях принимается равным 20% от величины максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении и размещается на электростанциях, расположенных по обеим сторонам от этого сечения. Резерв на загрузку, определённый по указанной методике, размещается с приёмной стороны, равный по величине резерв на разгрузку - с передающей стороны контролируемого сечения.

Резерв АВРЧМ для ограничения перетоков в качестве самостоятельного может не предусматриваться, если величина и места размещения вторичного

резерва для целей регулирования частоты (сальдо перетоков с частотной коррекцией), определённые в п. 5.2.1, 5.2.2, удовлетворяют требованиям к резервам для ограничения перетоков, изложенным выше.

### **5.3. Определение минимально необходимых объемов резерва третичного регулирования.**

#### **5.3.1. Определение минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на загрузку.**

Минимально необходимый объем *РТР на загрузку* для синхронных зон ЕЭС России определяется исходя из необходимости компенсации:

1. Объемов *РВР* на загрузку, рассчитанных в соответствии с разделом 5.2 настоящей Методики;
2. Погрешности прогнозирования электропотребления  $\Delta P_{\text{прогноза}}$ , принимаемой для суточного планирования и ВСВГО равной 1,5%  $P_{\text{макс}}$  на загрузку;

В отдельных случаях, при стабильных погодных условиях, данная составляющая может быть уменьшена по решению Директора по управлению режимами ЕЭС - главного диспетчера.

Ввиду того, что процедура ВСВГО выполняется только в отношении участников рынка, функционирующих в ценовых зонах ОРЭМ, для задания нормативов резервов **на загрузку** в исходных данных ВСВГО принимаются величины потребления без учета неценовых зон.

3. Наибольшей вероятной внезапной потери генерации в данной области регулирования с учетом пропускной способности сети (*расчетный небаланс  $P_{\text{нб\_расч}}$* ):

- Для первой синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб\_расч\_РТР}}(\text{загрузка}) = 1000 \text{ МВт}$  – аварийное отключение блока АЭС;

- Для второй синхронной зоны ЕЭС России:

$P_{\text{нб\_расч\_РТР}}(\text{загрузка}) = 215 \text{ МВт}$  – аварийное отключение блока Приморской ГРЭС.

В каждой синхронной зоне величина резерва третичного регулирования  $R_{\text{ТР}}$  на загрузку принимается равной сумме трех составляющих.

#### **5.3.2. Определение минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на разгрузку.**

Минимально необходимый объем *РТР на разгрузку* для синхронных зон ЕЭС России определяется исходя из необходимого объема компенсации:

1. Объемов  $PBP$  на разгрузку, рассчитанных в соответствии с разделом 5.2 настоящей Методики;
2. Погрешности прогнозирования электропотребления  $\Delta P_{\text{прогноза}}$  принимаемой для суточного планирования и ВСВГО равной 1,5%  $P_{\text{мин}}$  на разгрузку.

Ввиду того, что процедура ВСВГО выполняется только в отношении участников рынка, функционирующих в ценовых зонах ОРЭМ, для задания нормативов резервов **на разгрузку** в исходных данных ВСВГО принимаются величины потребления без учета неценовых зон.

Величина резерва третичного регулирования  $R_{\text{РТР}}$  на разгрузку принимается равной сумме двух составляющих

Резерв третичного регулирования на разгрузку обеспечивается:

1. Разгрузкой генерирующего оборудования до нижней границы регулировочного диапазона;
2. Отключением энергоблоков на электростанциях до минимально допустимого количества;
3. Разгрузкой энергоблоков АЭС до  $0,8P_{\text{ном}}$  (согласно Л4).

Использование РТР не должно препятствовать использованию всех размещенных на выделенном генерирующем оборудовании резервов первичного и вторичного регулирования.

#### ***5.4. Распределение объемов включенного резерва для отдельных ОЭС***

Величина резерва первичного и автоматического вторичного регулирования для первой синхронной зоны ЕЭС России определяется на уровне ЦДУ и распределяется по ОЭС на выделенном для данного вида регулирования генерирующем оборудовании.

Величина резерва третичного регулирования **на загрузку** для отдельных ОЭС и их частей с учетом пропускной способности контролируемых сечений должна обеспечивать компенсацию потери наиболее крупной единицы генерирующего оборудования или сетевого элемента с учетом необходимости соблюдения ограничений перетоков мощности по контролируемым сечениям ОЭС.

Величина резерва третичного регулирования **на разгрузку** для отдельных ОЭС и их частей с учетом пропускной способности контролируемых сечений должна обеспечивать компенсацию максимального значения снижения мощности потребления с учетом необходимости соблюдения ограничений перетоков мощности по контролируемым сечениям ОЭС.

При расчете ВСВГО указанное требование выполняется заданием минимально необходимых объемов РТР **на загрузку/разгрузку** в заранее определенных ОЭС или частях ОЭС. Перечень ОЭС, частей ОЭС, по которым могут задаваться РТР **на загрузку/разгрузку** и сечений их ограничивающих утверждается Директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером.

### ***5.5. Холодный резерв активной мощности***

Генерирующее оборудование, выведенное из работы, обеспеченное топливом и готовое к пуску с нормативным временем более 20 минут, составляет *холодный резерв* активной мощности.

В целях обеспечения возможности оперативного восполнения *резерва третичного регулирования* в случае фактического снижения его объемов ниже минимально необходимых значений, определяемых в соответствии с настоящей методикой, при условии выполнения баланса мощности и сетевых ограничений, Системный оператор имеет право определить необходимость нахождения в *холодном резерве отдельных блоков* на конкретных электростанциях исходя из:

1. Их способности к максимально быстрому и надежному включению в работу и набору нагрузки из холодного состояния;
2. Обеспеченности топливом.

Количество указанных блоков и/или объемы *холодного резерва* по ЕЭС и ОЭС не нормируются.

### ***5.6. Условия обеспечения нормативов резервов мощности***

При краткосрочном планировании Системный оператор определяет и размещает нормативные объемы резервов НПРЧ и АВРЧМ, определенные в соответствии с данной Методикой, исходя из готовности участников рынка к участию в соответствующих видах регулирования и технической возможности генерирующего оборудования, готового к несению нагрузки.