

Приложение  
к приказу АО «СО ЕЭС»  
от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

---

**СТО 59012820.27.010.005-2018**  
регистрационный номер (обозначение)  
**01.09.2019**  
(дата введения)

## **СТАНДАРТ**

### **Методические указания по проведению расчетов балансовой надежности**

Издание официальное

**Москва  
2018**

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

### Сведения о Стандарте

1. РАЗРАБОТАН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. ВНЕСЕН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_.
4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Область применения .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Нормативные ссылки.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Термины и определения.....</b>	<b>5</b>
<b>4. Обозначения и сокращения .....</b>	<b>5</b>
<b>5. Общие положения .....</b>	<b>5</b>
<b>6. Показатели балансовой надежности .....</b>	<b>6</b>
<b>7. Формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности.....</b>	<b>7</b>
<b>8. Методология расчета показателей балансовой надежности.....</b>	<b>18</b>
<b>9. Анализ результатов расчетов и разработка предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме .....</b>	<b>22</b>
<b>10. Оформление результатов расчетов балансовой надежности.....</b>	<b>24</b>

## 1. Область применения

1.1. Настоящий стандарт (далее – Стандарт) устанавливает методику проведения расчетов балансовой надежности энергосистемы.

1.2. Стандарт определяет требования к:

- перечню определяемых показателей балансовой надежности энергосистемы (далее – балансовая надежность);
- перечню исходных данных, необходимых для проведения расчетов показателей балансовой надежности;
- формированию и актуализации расчетных моделей, используемых для расчетов балансовой надежности;
- методологии проведения расчетов показателей балансовой надежности;
- анализу и оценке результатов расчетов балансовой надежности, разработке предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме;
- оформлению результатов расчетов балансовой надежности.

1.3. Стандарт должен применяться АО «СО ЕЭС», а также проектными организациями, осуществляющими деятельность в сфере планирования развития энергосистем и выполняющими расчеты балансовой надежности по заданию АО «СО ЕЭС» или по согласованию с АО «СО ЕЭС».

## 2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 50779.10-2000 (ИСО 3534.1-93) «Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения».

ГОСТ Р ИСО 28640-2012 «Статистические методы. Генерация случайных чисел».

ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».

ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования».

ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования».

Примечание. При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочного стандарта. В случае если ссылочный стандарт заменен, необходимо использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений.

### 3. Термины и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ Р 58057-2018, ГОСТ Р 57114-2016, ГОСТ Р 58058-2018, а также следующие термины с соответствующими определениями:

**зона надежности** – часть расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, соответствующая энергорайону энергосистемы, ограничения на передачу мощности внутри которого отсутствуют, либо ими можно пренебречь в виду их незначительности по отношению к пропускной способности внешних электрических связей данного энергорайона;

**межзонная связь** – часть расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, представляющая собой эквивалентную связь между зонами надежности, образованную электрическими связями между энергорайонами, соответствующими этим зонам надежности;

**пропускная способность межзонной связи** – пропускная способность электрических связей, образующих межзонную связь.

### 4. Обозначения и сокращения

ВЭС	–	ветровая электростанция;
ГЭС	–	гидравлическая электростанция;
ЕЭС России	–	Единая энергетическая система России;
ЛЭП	–	линия электропередачи;
МСК	–	матрица сетевых коэффициентов;
ПСС	–	пропускная способность межзонной связи, совокупности межзонных связей;
расчетная модель	–	расчетная математическая модель энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности;
СЭС	–	солнечная электростанция;
$P_{\text{норм}}$	–	установленный (нормативный) уровень балансовой надежности энергосистемы, выраженный интегральной вероятностью бездефицитной работы энергосистемы.

### 5. Общие положения

5.1. Расчеты балансовой надежности энергосистемы проводятся для оценки возможности покрытия совокупного спроса на электрическую энергию и мощность потребителей при обеспечении установленного (нормативного) уровня балансовой надежности энергосистемы ( $P_{\text{норм}}$ ).

5.2. Нормативный уровень балансовой надежности в ЕЭС России характеризуется интегральной вероятностью бездефицитной работы энергосистемы не ниже величины, установленной нормативным правовым актом Правительства Российской Федерации или Министерства энергетики Российской Федерации.

Данное условие обеспечивается при интегральной вероятности бездефицитной работы во всех зонах надежности расчетной модели не ниже указанной нормативной величины.

В случае отсутствия нормативно установленного уровня балансовой надежности величина  $P_{\text{норм}}$  должна быть указана в задании на проведение расчетов балансовой надежности.

5.3. Расчеты балансовой надежности с применением настоящего Стандарта проводятся при планировании развития энергосистем для оценки прогнозируемого уровня балансовой надежности энергосистемы и определения технических решений по обеспечению нормативной его величины, в том числе при:

- разработке перечня «узких» мест в энергосистеме;
- обосновании предложений по развитию электрической сети в рамках разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России;
- рассмотрении заявок субъектов электроэнергетики на вывод из эксплуатации линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации;
- определении и оптимизации распределения нормативного перспективного резерва мощности в энергосистеме.

5.4. Расчетным периодом при оценке балансовой надежности является календарный год.

Расчеты показателей балансовой надежности проводятся на период продолжительностью от одного до 10 лет включительно, начиная с года, следующего за текущим годом.

5.5. Расчеты балансовой надежности должны проводиться на верифицированных расчетных моделях с использованием специализированного программного обеспечения. В случае проведения расчетов балансовой надежности проектными организациями применяемые расчетные модели должны быть согласованы с АО «СО ЕЭС».

## **6. Показатели балансовой надежности**

6.1. При оценке балансовой надежности должны рассчитываться основной (обязательный) и дополнительные вероятностные показатели балансовой надежности.

6.2. Основным показателем балансовой надежности является интегральная вероятность бездефицитной работы зоны надежности.

6.3. Дополнительными показателями балансовой надежности являются:  
– интегральная вероятность исчерпания пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей);

– математическое ожидание годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности и энергосистеме в целом.

При необходимости допускается определение иных дополнительных показателей балансовой надежности.

## **7. Формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности**

7.1. Расчеты показателей балансовой надежности должны проводиться с применением вероятностно-статистических методов с использованием расчетных моделей, сформированных для каждого расчетного периода с учетом требований Стандарта. В Стандарте предусматривается применение нехронологического метода математического моделирования Монте-Карло.

7.2. Подготовка исходных данных и моделирование состояний энергосистемы в методе Монте-Карло должны выполняться для всех часов расчетного периода.

7.3. Расчетная модель должна описывать энергосистему как совокупность зон надежности и межзонных связей, режимов потребления и производства электрической энергии в зонах надежности, величин ПСС, описания взаимного влияния нагрузки электростанций и потребления мощности в зонах надежности и обменов мощности между ними.

7.4. Формирование расчетной модели должно осуществляться на основе верифицированной модели для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов.

7.5. Детализация расчетной модели (определение границ зон надежности) должна выбираться исходя из применения следующих подходов:

– выделение территориальных энергосистем и их частей, характеризующихся недостатком пропускной способности внешних электрических связей;

– учет максимально возможного количества существующих контролируемых сечений и определенных по результатам проектирования объектов электроэнергетики перспективных сечений (далее при совместном упоминании – сечений), включающих элементы электрической сети классом напряжения 220 кВ выше;

– пренебрежение ограничениями на передачу мощности внутри части территориальной энергосистемы, представленной зоной надежности.

7.6. После определения с учетом пункта 7.5 границ зон надежности должно осуществляться формирование межзонных связей между зонами надежности с соблюдением следующих требований:

– к межзональной связи относятся только замкнутые в нормальной или ремонтных схемах энергосистемы электрические связи между относящимися к

этим зонам надежности узлами расчетной модели для расчета установившихся электроэнергетических режимов;

– при наличии двух и более удовлетворяющих вышеуказанному критерию электрических связей между двумя зонами надежности, данные электрические связи объединяются в одну межзонную связь.

7.7. Для определенных с учетом пункта 7.5 и в соответствии с пунктом 7.6 зон надежности и межзонных связей должна проводиться оценка необходимости дополнительного разделения зон надежности по условию соблюдения принципа одинаковой (с учетом заданного допустимого отклонения) степени взаимного влияния изменения активной нагрузки генерирующего оборудования электростанций, потребления активной мощности в узлах нагрузки, расположенных в одной зоне надежности на перетоки активной мощности по межзональным связям.

7.8. При описании взаимного влияния нагрузки электростанций и потребления мощности в зонах надежности и обменов мощности между ними (далее – модель потокораспределения) все параметры электроэнергетического режима, учитываемые при проведении расчетов балансовой надежности (потребление активной мощности, генерация активной мощности, переток активной мощности по межзональной связи, совокупности межзонных связей), должны разделяться на зависимые и независимые величины.

Независимыми параметрами являются величины потребления и генерации активной мощности в зонах надежности.

Зависимыми параметрами являются величины перетоков мощности по межзональным связям (совокупностям межзонных связей).

Зависимость перетоков мощности по межзональным связям (совокупностям межзонных связей) от величин потребления и генерации активной мощности в зонах надежности должна определяться по формуле:

$$PL_i = \sum_{j=1:n} m_{ij} \cdot S_j, i = 1:m, \quad (1)$$

или в матричной форме записи:

$$PL = M \cdot S, \quad (2)$$

где  $m_{ij}$  – чувствительность перетока  $i$ -й связи к изменению генерации / потребления  $j$ -й зоны надежности;

$PL_i$  – переток активной мощности по  $i$ -й межзональной связи (совокупности связей);

$S_j$  – сальдо перетоков активной мощности  $j$ -й зоны надежности.

Чувствительности  $m_{ij}$  перетоков мощности по межзональным связям (совокупностям межзонных связей) к изменению потребления / генерации зоны надежности образуют матрицу  $M$  сетевых коэффициентов.

7.9. Моделирование потребления активной мощности в расчетной модели должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

7.9.1. Для проведения расчетов показателей балансовой надежности потребление мощности зон надежности должно быть смоделировано для всех часов расчетного периода.

7.9.2. Величина потребления должна быть смоделирована в виде суммы средней ожидаемой величины и случайной величины отклонения.

7.9.3. Средние ожидаемые величины потребления мощности формируются для условий среднемноголетних среднесуточных температур наружного воздуха (далее – температурной нормы).

7.9.4. Отклонения потребления мощности зон надежности от средних ожидаемых величин должны определяться как взаимозависимые нормально распределенные случайные величины, обусловленные, в основном, случайными отклонениями температуры наружного воздуха от температурной нормы и определяемые в соответствии с пунктами 7.10.6–7.10.8.

7.10. Моделирование потребления активной мощности в расчетной модели должно осуществляться следующим образом:

7.10.1. В качестве исходных данных принимаются прогнозные величины годового потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России для каждого расчетного периода.

7.10.2. По прогнозным величинам потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России рассчитываются средние ожидаемые величины потребления мощности в территориальных энергосистемах для каждого часа расчетного периода.

7.10.3. Средние ожидаемые величины потребления мощности в территориальных энергосистемах распределяются по зонам надежности согласно долевым коэффициентам, определенным предварительно на моделях для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов (далее – долевые коэффициенты потребления) по формуле:

$$P_{\text{зон},i} = \sum_j a_{ij} \cdot P_{\text{эс},j}, \quad (3)$$

или в матричной форме записи:

$$P_{\text{зон}} = A \cdot P_{\text{эс}}, \quad (4)$$

где  $a_{ij}$  – долевой коэффициент потребления зоны надежности  $i$  от потребления территориальной энергосистемы  $j$  ЕЭС России;

$A$  – матрица, образованная долевыми коэффициентами потребления;

$P_{\text{зон},i}$  – потребление зоны надежности  $i$ ;

$P_{\text{эс},j}$  – потребление территориальной энергосистемы  $j$  ЕЭС России.

7.10.4. Долевые коэффициенты  $a_{ij}$  потребления зон надежности  $i$  от потребления территориальной энергосистемы  $j$  ЕЭС России должны определяться как отношение потребления мощности в общей части зон надежности  $i$  и территориальной энергосистемы  $j$  ЕЭС России к потреблению территориальной энергосистемы  $j$  ЕЭС России.

7.10.5. Для каждого моделируемого состояния должны рассчитываться случайные величины отклонений от средних ожидаемых величин потребления мощности в зонах надежности, подчиняющиеся многомерному нормальному закону распределения.

7.10.6. Параметры распределения отклонений по зонам надежности должны рассчитываться по долевым коэффициентам потребления, определяемым в соответствии с пунктом 7.10.3, и предварительно определенным параметрам многомерного нормального закона распределения отклонений потребления мощности в территориальных энергосистемах.

Параметры многомерного нормального закона распределения отклонений потребления мощности в зонах надежности включают в себя нулевое среднее значение и ковариационную матрицу отклонений, определяемую по формуле:

$$C_{\text{зон},ij} = \sum_{k,l} a_{ik} \cdot C_{\text{эс},kl} \cdot a_{lj}, \quad (5)$$

или в матричной форме записи:

$$C_{\text{зон}} = A \cdot C_{\text{эс}} \cdot A^T, \quad (6)$$

где  $A$  – матрица долевого коэффициентов потребления;

$C_{\text{зон}}$  – ковариационная матрица отклонений потребления зон надежности;

$C_{\text{эс}}$  – ковариационная матрица отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России.

7.10.7. Ковариационная матрица отклонений должна определяться на основании фактических данных о почасовом потреблении мощности территориальных энергосистем за ретроспективный период не менее 5 (пяти) лет и данных о фактических среднесуточных температурах наружного воздуха за тот же период.

Ковариационная матрица отклонений рассчитывается в два этапа.

Предварительно рассчитывается ковариационная матрица относительных отклонений по формуле:

$$C_{\text{эс},ij}^* = \frac{\sum_h \left( \frac{P_{\text{эс},i,h}^{\text{прог}} - P_{\text{эс},i,h}^{\text{факт}}}{P_{\text{эс},i,h}^{\text{факт}}} \right) \cdot \left( \frac{P_{\text{эс},j,h}^{\text{прог}} - P_{\text{эс},j,h}^{\text{факт}}}{P_{\text{эс},j,h}^{\text{факт}}} \right)}{(\sum_h 1) - 1}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{эс}}^*$  – ковариационная матрица относительных отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России, образованная элементами  $C_{\text{эс},ij}^*$ ;

$P_{\text{эс},i,h}^{\text{прог}}$  – среднее ожидаемое потребление мощности территориальной энергосистемы  $i$  ЕЭС России в час  $h$  ретроспективного периода;

$P_{\text{эс},i,h}^{\text{факт}}$  – фактическое потребление мощности территориальной энергосистемы  $i$  ЕЭС России в час  $h$  ретроспективного периода.

Среднее ожидаемое потребление мощности территориальных энергосистем ЕЭС России на ретроспективный период должно определяться аналогично среднему ожидаемому потреблению мощности на расчетный период путем использования фактических величин годового потребления электрической энергии в территориальных энергосистемах ЕЭС России вместо прогнозных величин.

Затем ковариационная матрица приводится к прогнозным уровням потребления мощности территориальных энергосистем по формуле:

$$C_{\text{эс},ij} = C_{\text{эс},ij}^* \cdot P_{\text{эс},i}^{\text{прог}} \cdot P_{\text{эс},j}^{\text{прог}}, \quad (8)$$

где  $C_{эс}$  – ковариационная матрица отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России, приведенная к прогнозным уровням потребления мощности территориальных энергосистем ЕЭС России;

$C_{эс}^*$  – ковариационная матрица относительных отклонений потребления территориальных энергосистем ЕЭС России, определенная по формуле (8);

$P_{эс,i}^{прог}$ ,  $P_{эс,j}^{прог}$  – прогнозный уровень потребления мощности территориальной энергосистемы  $i, j$  ЕЭС России.

7.10.8. Для генерирования нормально распределенных случайных векторов должны использоваться в совокупности методы, указанные в пунктах 5.5, 6.2.1.2, 6.6.2 и 6.11 ГОСТ Р ИСО 28640-2012.

7.11. Моделирование генерирующей мощности в расчетной модели должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

7.11.1. Нагрузка электростанций зоны надежности ограничена только величиной суммарной доступной генерирующей мощности электростанций зоны надежности.

7.11.2. Суммарная доступная генерирующая мощность электростанций зоны надежности равна суммарной располагаемой мощности электростанций зоны надежности, сниженной на величину планового ремонтного снижения мощности электростанций, определяемую в соответствии с пунктом 7.12.5, и случайную величину ремонтного снижения мощности электростанций зоны надежности из-за отключения оборудования в аварийный ремонт:

$$G_{max} = G_{расп} - G_{рем} - dG, \quad (9)$$

где  $G_{max}$  – суммарная доступная генерирующая мощность электростанций;

$G_{расп}$  – суммарная располагаемая мощность электростанций;

$G_{рем}$  – плановое ремонтное снижение мощности электростанций;

$dG$  – случайная величина ремонтного снижения мощности электростанций из-за отключения оборудования в аварийный ремонт.

Примечание. Здесь и далее под отключениями в аварийный ремонт (аварийными отключениями) понимаются отключения как в аварийный ремонт, так и отключения генерирующего оборудования электростанций и элементов электрической сети, связанные с необходимостью проведения неотложного ремонта.

7.11.3. Ограничения по составу генерирующего оборудования электростанций внутри суток, допустимым минимальным нагрузкам и скорости изменения нагрузки электростанций не учитываются.

7.11.4. Нагрузка и располагаемая мощность действующих электростанций ЕЭС России, с использованием которых не осуществляется деятельность по производству и купле-продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке (далее – электростанции с фиксированной нагрузкой), принимается равной средней ожидаемой нагрузке, определяемой в соответствии с пунктом 7.12.7.

7.11.5. Нагрузка и располагаемая мощность ВЭС и СЭС является не гарантированной и принимается равной нулю.

7.11.6. Вероятностные характеристики отключения генерирующего оборудования в аварийные ремонты (интенсивность отключений, средняя наработка на отключение, средняя продолжительность отключения, коэффициент готовности, коэффициент простоя в различных видах ремонтов и т.п.) и связанные с ними вероятности ремонтного снижения мощности принимаются неизменными величинами в течение всего прогнозного периода.

7.12. Моделирование генерирующих мощностей в расчетной модели должно осуществляться следующим образом:

7.12.1. Вероятностные характеристики отключения генерирующего оборудования в аварийные ремонты и связанные с ними вероятности ремонтного снижения мощности должны определяться предварительно путем обработки ретроспективной информации об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования электростанций, фактических вводах нового генерирующего оборудования за последние 10 лет. В случае отсутствия ретроспективных данных допускается использовать справочные данные, а также информацию по аналогичному оборудованию.

7.12.2. Состав генерирующего оборудования электростанций и его параметры (установленная мощность, прогнозные ограничения установленной мощности) принимаются по фактическим данным с учетом прогнозов по вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации генерирующего оборудования, планируемых мероприятий по снижению ограничений установленной мощности электрических станций.

7.12.3. Для каждой электростанции зоны надежности (за исключением электростанций с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС) располагаемая мощность определяется как разница между установленной мощностью электростанции и прогнозными ограничениями установленной мощности.

7.12.4. Для вновь вводимого генерирующего оборудования ГЭС прогнозные ограничения установленной мощности принимаются по данным проектной документации (при ее отсутствии – равными нулю), а для вновь вводимого генерирующего оборудования остальных типов электростанций – равными нулю.

7.12.5. Плановое ремонтное снижение мощности электростанций (за исключением электростанций с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС) задается для каждого часа расчетного периода равным среднемесячной величине и определяется:

- графиками ремонтов генерирующего оборудования на предстоящий год;
- формируемыми субъектами электроэнергетики перспективными планами ремонтов основного энергетического оборудования электростанций, а также планами модернизации и реконструкции основного энергетического оборудования электростанций (при наличии);

– фактическими данными о величинах ремонтного снижения мощности и периодами проведения ремонтов в ретроспективном периоде, усредненными за соответствующий месяц последних 10 лет;

– при отсутствии фактических данных – среднестатистическими величинами для соответствующего или аналогичного оборудования, либо по нормативам по продолжительности и периодичности отдельных видов ремонта генерирующего оборудования (при наличии) или данным заводов-изготовителей оборудования об объемах и периодичности его технического обслуживания и ремонта.

7.12.6. Плановое ремонтное снижение мощности электростанций с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС принимается равным нулю.

7.12.7. Средняя ожидаемая нагрузка электростанций с фиксированной нагрузкой для действующего генерирующего оборудования принимается равной среднему суточному графику нагрузки электростанций в соответствующем месяце за последние 3 года по формуле:

$$\tilde{P}_{h,m} = \Sigma_{d,y} P_{h,d,m,y} / \Sigma_{d,y} \mathbf{1}, \quad (10)$$

где  $\tilde{P}_{h,m}$  – средняя ожидаемая нагрузка в час  $h$  месяца  $m$ ;

$P_{h,d,m,y}$  – фактическая нагрузка в час  $h$  дня  $d$  месяца  $m$  года  $y$ ;

Суммирование по дням  $d$  выполняется по всем дням  $d$  месяца  $m$  года  $y$ .

Суммирование по годам  $y$  выполняется за последние три года ( $y = Y - 3; Y - 1$ , где  $Y$  – текущий год).

В случае отсутствия почасовых данных по электростанции, ее средняя ожидаемая нагрузка в каждом месяце определяется путем задания равным графиком величины среднечасовой нагрузки, определенной по фактической месячной выработке таких электростанций за последние 3 года по формуле:

$$\tilde{P}_{h,m} = \Sigma_y \frac{W_{m,y}}{\Sigma_d \mathbf{1}} / \Sigma_y \mathbf{1}, \quad (11)$$

где  $W_{m,y}$  – фактическая выработка в месяце  $m$  года  $y$ .

7.12.8. Случайная величина ремонтного снижения мощности электростанций зоны надежности из-за отключения оборудования в аварийный ремонт рассчитывается методом обратной функции по таблице функции распределения аварийных снижений мощности и случайному числу, равномерно распределенному в отрезке  $[0; 1]$ , отвечающему кумулятивной вероятности снижения мощности.

7.12.9. Рекомендуется таблицы функции распределения аварийных снижений мощности электростанций зоны надежности формировать в зависимости от единичной мощности генерирующего оборудования электростанций с шагом 1–10 МВт.

7.12.10. Таблица функции распределения аварийных снижений мощности электростанций зоны надежности рассчитывается предварительно выполнением математической свертки рядов распределения снижений мощности единиц генерирующего оборудования по каждой электростанции зоны надежности из перечня электростанций, не относящихся к электростанциям с фиксированной нагрузкой, ВЭС и СЭС.

7.12.11. Ряд распределения аварийных снижений мощности единицы генерирующего оборудования задается, как минимум, двумя ступенями (элементами ряда), соответствующими нулевому снижению мощности (работа оборудования) и снижению на величину установленной мощности (полное отключение оборудования в аварийный ремонт). При наличии более детализированной исходной информации об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования электростанций допускается задание ряда распределения снижений мощности большим количеством ступеней. Вероятность аварийного снижения мощности для каждой ступени определяется в соответствии с пунктом 7.12.12.

7.12.12. Вероятность аварийного снижения мощности по каждой единице генерирующего оборудования для каждой ступени определяются по следующим формулам:

$$k_{\text{рем},i} = \frac{T_{\text{рем},i}}{T_{\text{гот}} + T_{\text{рем}}}, \quad (12)$$

$$T_{\text{гот}} = T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}, \quad (13)$$

$$T_{\text{рем}} = \sum_i T_{\text{рем},i}, \quad (14)$$

где  $k_{\text{рем},i}$  – вероятность нахождения в аварийном ремонте с  $i$ -й степенью снижения мощности;

$T_{\text{гот}}$  – суммарная продолжительность состояний готовности к несению нагрузки в часах;

$T_{\text{раб}}$  – суммарная продолжительность работы в часах;

$T_{\text{рез}}$  – суммарная продолжительность нахождения в резерве в часах;

$T_{\text{рем},i}$  – суммарная продолжительность отключений оборудования в аварийные ремонты с  $i$ -й степенью снижения мощности в часах;

$T_{\text{рем}}$  – суммарная продолжительность отключений в аварийные ремонты в часах.

7.12.13. Для генерирования случайных чисел, указанных в пункте 7.12.8, должны использоваться в совокупности методы, указанные в пунктах 5.5 и 6.2.1.2 ГОСТ Р ИСО 28640-2012.

7.13. Моделирование электрических сетей в расчетной модели должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

7.13.1. Ограничения на передачу мощности внутри части энергосистемы, представленной зоной надежности, отсутствуют, либо ими можно пренебречь в виду их незначительности по отношению к пропускной способности внешних электрических связей данной части энергосистемы.

7.13.2. Ограничения пропускной способности электрической сети в Расчетной модели задаются ПСС в обоих направлениях.

7.13.3. Аварийные отключения ЛЭП и электротехнического оборудования, приводящие к снижению ПСС, моделируются случайным образом на основании вероятностных характеристик отключения ЛЭП и электротехнического оборудования. Отключения ЛЭП и электротехнического оборудования в плановые ремонты не моделируются.

7.13.4. Вероятностные характеристики отключения ЛЭП и электротехнического оборудования в аварийные ремонты (интенсивность отключений, средняя наработка на отключение, средняя продолжительность отключения, коэффициент готовности, коэффициент простоя в различных видах ремонтов и т.п.) принимаются неизменными величинами в течение всего прогнозного периода.

7.14. Моделирование электрической сети в расчетной модели должно осуществляться следующим образом:

7.14.1. При моделировании электрической сети:

- определяется перечень учитываемых электросетевых элементов, отключение которых приводит к снижению величин максимально допустимых перетоков мощности в сечениях и, как следствие, ПСС;
- в соответствии с перечнем указанных учитываемых электросетевых элементов формируется перечень нормальных и ремонтных схем, а также ПСС, соответствующие указанным схемам;
- для перечня нормальных и ремонтных схем формируются МСК;
- определяются вероятностные характеристики отключения в аварийные ремонты ЛЭП и электротехнического оборудования в соответствии с пунктом 7.14.9.

7.14.2. Расчеты ПСС, МСК должны выполняться на моделях для расчетов перспективных установившихся электроэнергетических режимов, сформированных с учетом планов по вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации ЛЭП и электротехнического оборудования электрических сетей.

7.14.3. Расчет МСК для перечня учитываемых нормальных и ремонтных схем состоит в определении коэффициентов МСК, равных отношению величин изменений перетоков мощности по межзонам связям (совокупностям межзонных связей) к величинам изменения генерации / потребления мощности в зоне надежности.

По результатам расчета определяются коэффициенты МСК для нормальной схемы, а также для каждой из учитываемых ремонтных схем определяются разницы между коэффициентами МСК в ремонтной и нормальной схеме.

7.14.4. ПСС для нормальной и ремонтных схем должны соответствовать величинам суммарных максимальных перетоков мощности по электросетевым элементам, составляющим межзональную связь (совокупность межзонных связей), определенным исходя из условия достижения максимально возможной величины суммарного перетока по указанным элементам при сохранении допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы.

7.14.5. В случаях, когда контролируемому сечению соответствует совокупность нескольких межзонных связей, дополнительно (помимо

определения ПСС для каждой межзонной связи) определяется пропускная способность и указанной совокупности.

7.14.6. Для каждого электросетевого элемента из перечня учитываемых электросетевых элементов должны быть определены вероятностные характеристики отключения в аварийные ремонты путем обработки ретроспективной информации об изменении режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП и электротехнического оборудования, вводах новых элементов электрической сети за последние 10 лет. В случае отсутствия ретроспективных данных допускается использовать справочные данные.

7.14.7. Моделирование случайного состояния топологии электрической сети осуществляется в соответствии со следующим алгоритмом:

– для каждого моделируемого состояния энергосистемы формируется случайный набор отключенных электросетевых элементов  $I_{откл}$  из указанного в пункте 7.14.1 перечня учитываемых электросетевых элементов, а также соответствующие данному случайному состоянию величины ПСС и МСК;

– для смоделированного случайного набора отключенных электросетевых элементов определяются по каждой межзонной связи расчетные величины ПСС по формуле:

$$PL_{max}^{расч} = \min \left( PL_{max}^{норм}, \min_{i \in S_{откл}} PL_{max}^i \right), \quad (15)$$

где  $PL_{max}^{расч}$  – расчетная величина ПСС;

$PL_{max}^{норм}$  – величина ПСС в нормальной схеме;

$S_{откл}$  – подмножество ремонтных схем из перечня учитываемых ремонтных схем, все отключенные электросетевые элементы которых входят в набор  $I_{откл}$ ;

$PL_{max}^i$  – величина ПСС в  $i$ -й ремонтной схеме;

– для смоделированного случайного набора отключенных электросетевых элементов определяется расчетная МСК путем суммирования коэффициентов МСК для нормальной схемы и изменений коэффициентов МСК, соответствующих набору отключенных элементов, по формуле:

$$M^{расч} = M^{норм} + \sum_{i \in S_{откл}} (M^i - M^{норм}), \quad (16)$$

где  $M^{расч}$  – расчетная МСК;

$M^{норм}$  – МСК для нормальной схемы;

$S_{откл}$  – подмножество ремонтных схем из перечня учитываемых ремонтных схем, все отключенные электросетевые элементы которых входят в набор  $I_{откл}$ ;

$M^i$  – МСК для  $i$ -й ремонтной схемы.

7.14.8. При формировании случайного набора отключенных электросетевых элементов в пункте 7.14.7 задается отключенное / включенное состояние каждого электросетевого элемента из перечня учитываемых электросетевых элементов, если коэффициент простоя в аварийных ремонтах электросетевого элемента не менее / менее случайного числа, равномерно

распределенного в отрезке  $[0; 1]$ , отвечающего вероятности отключения этого элемента.

7.14.9. Коэффициенты простоя в аварийных ремонтах каждого элемента электрической сети определяются по следующим формулам:

$$k_{\text{рем}} = \frac{T_{\text{рем}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{рем}}}, \quad (17)$$

где  $k_{\text{рем}}$  – коэффициент простоя в аварийных ремонтах;

$T_{\text{раб}}$  – суммарная продолжительность работы в часах;

$T_{\text{рез}}$  – суммарная продолжительность нахождения в резерве в часах;

$T_{\text{рем}}$  – суммарная продолжительность отключений в аварийные ремонты в часах.

7.14.10. Для генерирования случайных чисел, равномерно распределенных в отрезке  $[0; 1]$ , должны использоваться в совокупности методы, указанные в пунктах 5.5 и 6.2.1.2 ГОСТ Р ИСО 28640-2012.

7.15. Моделирование энергосистем зарубежных государств в расчетной модели должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

7.15.1. Моделирование параллельной (совместной) работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств, через электрические сети которых осуществляется транзит электрической энергии из одной части ЕЭС России в другую, реализуется путем задания почасовых величин сальдо перетоков мощности зон надежности, представляющих энергосистемы зарубежных государств.

7.15.2. Моделирование параллельной (совместной) работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств, через электрические сети которых не осуществляется транзит электрической энергии из одной части ЕЭС России в другую, реализуется путем задания почасовых величин сальдо перетоков мощности по межзонным связям между зонами надежности ЕЭС России и зонами надежности, представляющими энергосистемы зарубежных государств.

7.15.3. Незапланированные отклонения режимов работы (в том числе вследствие незапланированных отключений ЛЭП и оборудования) в энергосистемах зарубежных государств, а также по межзонным связям, указанным в пункте 7.15.2, не учитываются.

7.16. Моделирование энергосистем зарубежных государств в расчетной модели должно осуществляться следующим образом:

7.16.1. Для каждого месяца расчетного периода по каждой зоне надежности, представляющей энергосистему зарубежного государства, формируются почасовые суточные графики сальдо перетоков мощности по зонам надежности, указанным в пункте 7.15.1, и по межзонным связям, указанным в пункте 7.15.2.

7.16.2. Указанные в пункте 7.16.1 почасовые суточные графики сальдо перетоков мощности формируются на основании предложений операторов экспорта-импорта электрической энергии по прогнозируемым величинам

сальдо экспорта-импорта электрической энергии и типовым суточным графикам перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта.

## 8. Методология расчета показателей балансовой надежности

8.1. Расчет показателей балансовой надежности должен осуществляться по следующему алгоритму:

8.1.1. Формирование и актуализация расчетной модели и исходных данных для расчетов показателей балансовой надежности в соответствии с разделом 7.

8.1.2. Расчет вероятностных показателей балансовой надежности методом статистического моделирования, включающий последовательное выполнение следующих действий:

8.1.2.1. Моделирование случайного состояния энергосистемы.

8.1.2.2. Ввод электроэнергетического режима в допустимую область в соответствии с алгоритмом, приведенным в пункте 8.6.

8.1.2.3. Расчет признаков дефицита мощности зон надежности  $I_{зон}$ , исчерпания пропускной способности межзонных связей (совокупности межзонных связей) в прямом  $I_{связи,прм}$  и обратном  $I_{связи,обр}$  направлении, величин дефицита мощности  $D$  в зонах надежности, признака дефицитности состояния в соответствии с пунктами 8.6.2–8.6.5.

8.1.2.4. Многократное повторение действий, указанных в пунктах 8.1.2.1–8.1.2.3, до выполнения требований к точности результатов расчета, указанных в пункте 8.8, либо условия достижения количества моделируемых состояний энергосистемы  $n$  максимальной заданной величины  $n_{max}$  в соответствии с требованиями пунктов 8.4 и 8.5.

8.1.2.5. Усреднение значений показателей, рассчитываемых в соответствии с пунктом 8.1.2.3, на множестве смоделированных случайных состояний и определение основного и дополнительных показателей балансовой надежности в соответствии с пунктом 8.2.

8.2. Основной и дополнительные показатели балансовой надежности должны определяться следующим образом:

8.2.1. Интегральная вероятность бездефицитной работы зоны надежности определяется по формуле:

$$P_{бд,зон} = 1 - J_{д,зон}; \quad (18)$$

где  $J_{д,зон}$  – интегральная вероятность возникновения дефицита мощности в зоне надежности:

$$J_{д,зон} = \sum_{состояния} I_{зон}/n; \quad (19)$$

8.2.2. Интегральная вероятность исчерпания пропускной способности межзонной связи (совокупности межзонных связей) в прямом и обратном направлении определяется по формулам:

$$J_{п,связи,прм} = \sum_{состояния} I_{связи,прм}/n; \quad (20)$$

$$J_{\text{п,связи,обр}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{связи,обр}}/n; \quad (21)$$

8.2.3. Математическое ожидание годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности, энергосистеме (млрд. кВтч) определяется по формулам:

$$W_{\text{д,зона}} = 10^{-6} T_{\text{рас}} \sum_{\text{состояния}} D/n; \quad (22)$$

$$W_{\text{д,эс}} = \sum_{\text{по зонам энергосистемы}} W_{\text{д,зона}}, \quad (23)$$

где  $T_{\text{рас}}$  – продолжительность расчетного периода (года) в часах.

8.3. Интегральная вероятность дефицитности состояния определяется по формуле:

$$J_{\text{сост}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{сост}}/n. \quad (24)$$

8.4. Рекомендуемое максимальное количество моделируемых состояний для задач расчета показателей надежности  $n_{\text{max}}$  должно задаваться в диапазоне от  $10^5$  до  $10^6$ .

8.5. При оптимизации резервов мощности или сопоставлении вариантов на первоначальном этапе подбора вариантов допускается задание  $n_{\text{max}}$  величиной порядка  $10^4$  с последующим ее увеличением по мере подбора вариантов и появления потребности в повышении точности расчетов до указанных в пункте 8.4 величин.

8.6. Алгоритм ввода электроэнергетического режима в допустимую область.

8.6.1. Для каждого моделируемого состояния энергосистемы определяется возможность обеспечения покрытия потребления мощности зон надежности имеющимися в расчетной модели генерирующими мощностями с учетом ограничений пропускной способности межзонных связей (совокупностей межзонных связей).

8.6.2. В случае отсутствия такой возможности определяется такое наименьшее суммарное по всем зонам надежности снижение потребления мощности  $W_{\text{д}}$ , при котором возможно выполнение указанного условия (ввод энергетического режима в допустимую область).

8.6.3. Ввод энергетического режима в допустимую область обеспечивается решением следующей задачи математической оптимизации:

$$\min_{D,G,PL,S,W_{\text{д}}} W_{\text{д}} \quad (25)$$

при выполнении ограничений

$$W_{\text{д}} = e^T D; \quad (26)$$

$$e^T S = \mathbf{0}; \quad (27)$$

$$S = G - (P_{\text{зона}} + S_{\text{экспорт}} - D); \quad (28)$$

$$PL = M \cdot S; \quad (29)$$

$$PL_{\text{min}} \leq PL \leq PL_{\text{max}}; \quad (30)$$

$$\mathbf{0} \leq G \leq N_{\text{max}}; \quad (31)$$

$$\mathbf{0} \leq D \leq P, \quad (32)$$

где:

$P_{\text{зон}}$  – потребление мощности зон надежности;  
 $D$  – величина снижения потребления мощности зон надежности;  
 $W_{\text{д}}$  – суммарное снижение потребления мощности по энергосистеме;  
 $G$  – генерация активной мощности зон надежности;  
 $N_{\text{max}}$  – доступная генерирующая мощность зон надежности;  
 $S$  – сальдо перетоков мощности зон надежности;  
 $S_{\text{экспорт}}$  – сальдо перетоков экспорта-импорта мощности зон надежности;  
 $PL$  – переток мощности по межзональной связи (совокупности межзональных связей);

$PL_{\text{max}}$  – пропускная способность межзональной связи (совокупности межзональных связей) в прямом направлении;

$PL_{\text{min}}$  – пропускная способность межзональной связи (совокупности межзональных связей) в обратном направлении, взятая со сменой знака;

$M$  – матрица сетевых коэффициентов.

8.6.4. В результате решения приведенной в (25)–(32) задачи линейного программирования определяются оптимальные значения переменных величин снижения потребления мощности зон надежности  $D$ , а также значения двойственных переменных  $\lambda_{L,\text{min}}$ ,  $\lambda_{L,\text{max}}$ ,  $\lambda_D$  для ограничений (30) и (32).

8.6.5. Признак дефицита мощности зоны надежности  $I_{\text{зон}}$  рассчитывается по значениям двойственных переменных  $\lambda_D$ , соответствующих ограничению  $0 \leq D$  в (32), по формуле:

$$I_{\text{зон}} = \begin{cases} 1, & \text{если } \lambda_D \geq 0,1 \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \quad (33)$$

8.6.6. Признак исчерпания пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей) в прямом  $I_{\text{связи,прм}}$  или обратном  $I_{\text{связи,обр}}$  направлении рассчитывается по значениям двойственных переменных  $\lambda_{L,\text{max}}$  и  $\lambda_{L,\text{min}}$ , соответствующих ограничениям  $PL \leq PL_{\text{max}}$  или  $PL_{\text{min}} \leq PL$  в (30), по формулам:

$$I_{\text{связи,прм}} = \begin{cases} 1, & \text{если } \lambda_{L,\text{max}} \geq 0,1 \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \quad (34)$$

$$I_{\text{связи,обр}} = \begin{cases} 1, & \text{если } \lambda_{L,\text{min}} \geq 0,1 \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \quad (35)$$

8.6.7. Признак дефицитности состояния рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{сост}} = \max_{\text{по зонам энергосистемы}} I_{\text{зон}} \quad (36)$$

8.7. Математическая задача оптимизации (25)–(32) может иметь множество решений, которые характеризуются одинаковыми:

- величинами суммарного снижения потребления мощности энергосистемы  $W_{\text{д}}$ ;
- признаками дефицитности зон надежности  $I_{\text{зон}}$ ;
- признаками исчерпания пропускной способности межзональных связей (совокупностей межзональных связей)  $I_{\text{связи,прм}}$  и  $I_{\text{связи,обр}}$ ,

и отличаются величинами снижения потребления мощности в зонах надежности  $D$ .

Задача распределения суммарного снижения потребления мощности энергосистемы  $W_d$  между зонами надежности решается по принципу распределения дефицита мощности пропорционально величинам потребления мощности в зонах надежности.

### 8.8. Требования к точности получаемых результатов.

8.8.1. Абсолютная точность результатов расчетов показателей интегральной вероятности бездефицитной работы зоны надежности, интегральной вероятности исчерпания пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей) в прямом и обратном направлении оценивается 90 % двусторонним доверительным интервалом для биномиального распределения  $[x_{5\%}; x_{95\%}]$  с числом испытаний, равным  $n$ , и числом событий, равным  $n \cdot \tilde{x}$ , где  $\tilde{x}$  – рассчитанное значение показателя.

Ширина доверительного интервала:

$$2\delta x = x_{95\%} - x_{5\%}. \quad (37)$$

8.8.2. Абсолютная точность результатов расчетов показателя математического ожидания годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности, энергосистеме оценивается 90 % двусторонним доверительным интервалом:

$$y \in [y_{5\%}; y_{95\%}] \approx \begin{cases} [\tilde{y} - 1,64\tilde{\sigma}_y; \tilde{y} + 1,64\tilde{\sigma}_y], & \text{при } n^{-1} < \tilde{x} < 1 - n^{-1} \\ \text{не оценивается при } \tilde{x} \leq n^{-1} \text{ или } \tilde{x} \geq 1 - n^{-1} \end{cases}, \quad (38)$$

где:

$y$  – точное значение показателя;

$\tilde{y}$  – рассчитанное значение показателя;

$\tilde{x}$  – рассчитанное значение соответствующего показателя интегральной вероятности бездефицитной работы зоны надежности;

$\tilde{\sigma}_y^2$  – выборочная дисперсия;

$n$  – количество смоделированных состояний.

Ширина доверительного интервала:

$$2\delta y = y_{95\%} - y_{5\%} \approx \begin{cases} 3,29\tilde{\sigma}_y, & \text{при } n^{-1} < \tilde{x} < 1 - n^{-1} \\ \text{не оценивается при } \tilde{x} \leq n^{-1} \text{ или } \tilde{x} \geq 1 - n^{-1} \end{cases} \quad (39)$$

8.8.3. Абсолютная точность результатов расчетов интегральной вероятности дефицитности состояния оценивается 90 % двусторонним доверительным интервалом для биномиального распределения  $[x_{5\%}; x_{95\%}]$  с числом испытаний, равным  $n$ , и числом событий, равным  $(\sum_{\text{состояния}} I_{\text{сост}})$ .

Ширина доверительного интервала:

$$2\delta x = x_{95\%} - x_{5\%} \approx 3,29\sqrt{J_{\text{сост}}(1 - J_{\text{сост}})/n}. \quad (40)$$

8.8.4. Рекомендуется задавать требуемую точность расчетов показателя  $J_{\text{сост}}$ :

– при оценке балансовой надежности – в относительном выражении не хуже 10 %;

– при оптимизации резервов активной мощности или при сопоставлении вариантов – дополнительно в абсолютном выражении не хуже  $0,1 \cdot (1 - P_{\text{норм}})$ .

## **9. Анализ результатов расчетов и разработка предложений по обеспечению нормативного уровня балансовой надежности в энергосистеме**

9.1. По результатам анализа полученных показателей балансовой надежности должна быть проведена оценка соответствия балансовой надежности энергосистемы нормативным требованиям.

9.2. Балансовая надежность энергосистемы признается соответствующей нормативным требованиям, если в ЕЭС России отсутствуют зоны надежности, не удовлетворяющие нормативным требованиям к уровню балансовой надежности, определяемые в соответствии с пунктом 9.3.

9.3. Определение зон надежности (множества зон надежности), не удовлетворяющих нормативным требованиям к уровню балансовой надежности, должно осуществляться следующим образом:

9.3.1. Выявляются зоны надежности, для которых показатель  $J_{\text{д,зона}} > 1 - P_{\text{норм}}$ , за исключением зон надежности, представляющих энергосистемы зарубежных государств.

9.3.2. Проводится анализ выявленных зон надежности на предмет возможных причин невыполнения указанного в пункте 9.3.1 условия. Причинами могут являться как наличие общего недостатка генерирующей мощности в энергосистеме, так и локального недостатка генерирующей мощности в зоне надежности (множестве зон надежности) в сочетании с исчерпанием пропускной способности межзональной связи (совокупности (-ей) межзонных связей).

9.4. В случае проработки возможных вариантов обеспечения нормативного уровня балансовой надежности энергосистемы должны проводиться:

9.4.1. Предварительный анализ возможных мест (зон надежности) и объемов размещения дополнительных генерирующих мощностей.

9.4.2. Определение перечня межзонных связей (совокупностей межзонных связей) и соответствующих им контролируемых сечений, пропускная способность которых ограничивает использование резервов мощности других зон надежности, и предварительный анализ ориентировочных объемов увеличения пропускной способности межзонных связей (совокупностей межзонных связей).

9.4.3. Определение перечня зон надежности с наибольшей величиной математического ожидания годового объема ограничения потребления электрической энергии, размещение дополнительных генерирующих мощностей в которых может быть наиболее эффективным.

9.5. Моделирование дополнительных генерирующих мощностей должно осуществляться путем включения условных электростанций в перечень электростанций выбранных зон надежности.

9.6. Предварительное увеличение пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей) должно осуществляться путем корректировки величины пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей) в требуемом направлении для нормальной и ремонтных схем.

9.7. Исходя из определенных согласно пункту 9.6 предварительных увеличений пропускной способности межзональной связи (совокупности межзональных связей) для различных схем должен осуществляться выбор наиболее подходящего технического решения по строительству ЛЭП и электротехнического оборудования.

9.8. Для выбранного в соответствии с пунктом 9.7 технического решения по строительству ЛЭП и электротехнического оборудования должна осуществляться актуализация ПСС и МСК.

9.9. При рассмотрении вариантов обеспечения соответствия балансовой надежности энергосистемы установленной нормативной величине (далее – обеспечение соответствия) должны выполняться следующие мероприятия из числа указанных в пунктах 9.5–9.8:

9.9.1. Мероприятие по пункту 9.5 – при обеспечении соответствия путем строительства генерирующих мощностей.

9.9.2. Мероприятия по пунктам 9.6–9.8 – при обеспечении соответствия путем увеличения пропускной способности электрической сети.

9.9.3. Мероприятия по пунктам 9.5–9.8 в совокупности – при сочетании вариантов строительства генерирующих мощностей и увеличения пропускной способности электрической сети (при необходимости и наличии исходной информации о затратах на сооружение генерирующих мощностей и электросетевых объектов).

9.10. По результатам выполнения мероприятий по пункту 9.9 должен осуществляться повторный расчет показателей балансовой надежности зон надежности и энергосистемы в целом.

9.11. Расчеты балансовой надежности и выполнение требований настоящего раздела должны осуществляться до момента обеспечения уровня балансовой надежности энергосистемы не ниже установленной нормативной величины.

9.12. По результатам выполнения пункта 9.11 должны определяться возможные технические решения по объему и местам размещения дополнительных генерирующих мощностей или параметрам (класс напряжения, номинальные параметры) и местам размещения ЛЭП и электротехнического оборудования.

## **10. Оформление результатов расчетов балансовой надежности**

10.1. Результаты расчетов балансовой надежности должны оформляться в виде пояснительной записки и приложений к ней.

10.2. Пояснительная записка в обязательном порядке должна содержать следующие разделы:

- введение (цель проведения расчетов);
- краткое описание использованных исходных данных и примененных программных средств;
- результаты расчетов показателей балансовой надежности и их анализ с приведением расчетных показателей балансовой надежности, перечисленных в пункте 6.1;
- результаты определения технических решений по объему и местам размещения дополнительных генерирующих мощностей или параметрам и местам размещения ЛЭП и электротехнического оборудования (в случае проведения такого анализа и разработки соответствующих предложений);
- заключение.

**Ключевые слова:** методические указания, балансовая надежность.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

наименование организации-разработчика

*Руководитель организации-разработчика*

Председатель Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

*Руководитель разработки*

Заместитель  
Председателя Правления

должность

личная подпись

С.А. Павлушко

инициалы, фамилия

*Исполнители*

Заместитель директора по  
управлению развитием ЕЭС

Должность

личная подпись

Д.В. Пилениекс

инициалы, фамилия

Начальник Службы  
перспективного развития

должность

личная подпись

Д.Г. Яриз

инициалы, фамилия

Ведущий эксперт Службы  
перспективного развития

должность

личная подпись

В.С. Чупров

инициалы, фамилия