ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58057— 2018

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Общие требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 марта 2018 г. № 128-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2018

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Общие положения 3
5 Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности 3
6 Перспективные балансы мощности и электрической энергии 4
7 Общие требования к определению нормативного перспективного резерва мощности и анализу достаточности пропускной способности внешних электрических связей 7
8 Общие требования к планированию развития генерирующих мощностей 8
9 Общие требования к планированию развития электрических сетей 9
10 Общие требования к оценке экономической эффективности строительства и реконструкции объектов электроэнергетики и потребности в топливе электрических станций 10
Библиография 12

ОКС 27.010

Поправка к ГОСТ Р 58057—2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 3.1.9	за 5 предшествующих лет	за 10 (десять) предшествующих лет

(ИУС № 8 2018 г.)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Общие требования

United power system and isolated power systems. Planning of power systems development.
General requirements

Дата введения — 2019—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к разработке программных документов, определяющих развитие электроэнергетики, в том числе:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России в соответствии с требованиями [1];
- схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в соответствии с требованиями [1].

1.2 Настоящий стандарт предназначен для всех организаций, осуществляющих планирование развития ЕЭС России и входящих в нее объединенных и территориальных энергосистем, технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и (или) принимающих участие в разработке указанных в 1.1 документов (далее — планирование развития энергосистем).

1.3 Конкретный объем применяемых требований настоящего стандарта при разработке указанных в 1.1 документов определяется исходя из целей и задач соответствующих работ.

1.4 Конкретные требования к:

- развитию и пропускной способности электрической сети;
- схемам и параметрам электрической сети;
- допустимой перегрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования;
- проектированию схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей и схем выдачи мощности электрических станций;
- развитию электрической сети, осуществляющей электроснабжение мегаполисов;
- выбору типа, мощности и места установки устройств компенсации реактивной мощности и регулированию напряжения в электрической сети;
- расчетам режимов работы электрической сети должны определяться в соответствии с национальным стандартом, устанавливающим общие требования к планированию развития электрических сетей.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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 58058—2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (классификаторов, сводов правил) в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **балансовая надежность энергосистемы:** Способность энергосистемы обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей с учетом пропускной способности электрической сети, запланированных и вероятных незапланированных отключений элементов энергосистемы.

3.1.2 **коэффициент совмещения потребления мощности энергосистемы:** Отношение потребления мощности энергосистемы в час прохождения максимума нагрузки энергообъединения, в состав которого входит энергосистема, к абсолютному максимуму потребления мощности энергосистемы.

3.1.3 **максимум потребления мощности энергосистемы:** Наибольшее значение потребления мощности энергосистемы для определенного периода времени (год, месяц, сутки).

3.1.4 **минимум потребления мощности энергосистемы:** Наименьшее значение потребления мощности энергосистемы для определенного периода времени (год, месяц, сутки).

3.1.5 **оценка коммерческой эффективности:** Определение экономического результата реализации инвестиционного проекта для инвесторов и/или потребителей энергосистемы.

3.1.6 **оценка технико-экономической (системной) эффективности:** Определение оптимальных технических решений по строительству и/или реконструкции объектов электроэнергетики, обеспечивающих решение поставленной задачи с минимальными затратами.

3.1.7

электроэнергетическая система (энергосистема): Совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

[ГОСТ Р 57114, статья 3.116]

Примечание — Для целей настоящего стандарта под энергосистемой понимаются: территориальная энергосистема (в том числе технологически изолированная), ОЭС, ЕЭС России, если иное не указано непосредственно в положениях стандарта. Дополнительно при планировании развития конкретных энергорайонов, областей регулирования под энергосистемой также понимаются энергорайон, область регулирования.

3.1.8 **температура ОЗМ:** Температура наружного воздуха территории энергосистемы, рассчитанная как среднеарифметическое из фактических среднесуточных значений температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности данной энергосистемы за 10 (десять) предшествующих осенне-зимних периодов с округлением до 1 ^{0}С.

3.1.9 **температура ПЭВТ:** Температура наружного воздуха территории энергосистемы, рассчитанная как среднеарифметическое из максимальных значений среднесуточных температур наружного

воздуха по территории энергосистемы за период с июня по август за 5 предшествующих лет с округлением до 1 ^{0}С.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АЭС	— атомная электростанция;
ГАЭС	— гидроаккумулирующая электростанция;
ГТУ	— газотурбинная установка;
ГЭС	— гидроэлектростанция;
ЕЭС России	— Единая энергетическая система России;
Европейская часть ЕЭС России	— ЕЭС России без ОЭС Востока и ОЭС Сибири;
ЛЭП	— линия электропередачи;
ОЗМ	— осенне-зимний максимум потребления мощности;
ОЭС	— объединенная энергетическая система;
ПЭВТ	— период экстремально высоких температур наружного воздуха;
РЗА	— релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;
СВМ	— схема выдачи мощности электростанции;
СВЭ	— схема внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей;
СДТУ	— средства диспетчерского и технологического управления;
ТЭО	— технико-экономическое обоснование;
ТЭС	— тепловая электростанция.

4 Общие положения

4.1 Общей задачей планирования развития энергосистем является разработка схем (решений), определяющих эффективное развитие энергосистем и обеспечивающих их надежное функционирование, включая развитие объектов по производству электрической энергии и электросетевой инфраструктуры, комплексов и устройств РЗА, СДТУ.

4.2 Основными принципами планирования развития энергосистем являются:

а) обеспечение надежности функционирования энергосистем;

б) скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации генерирующих мощностей и объектов электросетевой инфраструктуры;

в) скоординированное развитие Единой национальной (общероссийской) электрической сети и распределительной электросетевой инфраструктуры;

г) выявление рисков, возникающих в энергосистеме в текущий или перспективный период вследствие выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, и разработка мер, направленных на устранение указанных рисков;

д) обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии (мощности), в том числе предотвращение возникновения непокрываемых локальных дефицитов электрической энергии (мощности) и недостаточной пропускной способности электрических сетей.

4.3 При планировании развития энергосистем должны учитываться планы развития смежных отраслей топливно-энергетического комплекса, энергомашиностроения, электротехнической промышленности, а также требования по обеспечению энергетической безопасности Российской Федерации.

5 Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности

5.1 Прогноз потребления электрической энергии и мощности должен разрабатываться по энергосистемам.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности на период до 7 лет включительно разрабатывается для единственного сценария.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности на период свыше 7 лет при необходимости может разрабатываться вариантно с учетом сценариев и программ перспективного социально-экономического развития субъектов Российской Федерации и страны в целом.

5.2 Прогноз потребления электрической энергии и мощности разрабатывается с учетом:

а) программ социально-экономического развития Российской Федерации, федеральных административных округов, субъектов Российской Федерации;

б) программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

в) фактических показателей функционирования энергосистем;

г) фактических и прогнозных данных по объему и структуре потребления электрической энергии;

д) фактических и прогнозных данных по потреблению электрической энергии и мощности крупных потребителей, максимальная мощность которых составляет 20 МВт и более;

е) утвержденных технических условий и заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям.

5.3 При формировании прогнозов потребления электрической энергии и мощности энергосистемы должны определяться:

- годовой объем потребления электрической энергии;
- годовой максимум потребления мощности;
- число часов использования годового максимума потребления мощности;
- основные параметры перспективного суточного графика потребления мощности (при необходимости в зависимости от решаемых задач, в том числе для решения задач оценки достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций для покрытия суточной неравномерности графика потребления мощности энергосистемы).

5.4 Прогноз годового максимума потребления мощности энергосистемы должен формироваться для условий температуры ОЗМ, а для энергосистем, характеризующихся летним годовым максимумом потребления мощности, — дополнительно для условий температуры ПЭВТ.

5.5 При формировании прогнозов потребления мощности принимается, что годовой максимум потребления мощности энергосистемы достигается в декабре каждого календарного года.

5.6 Определение прогнозных значений максимума потребления мощности ОЭС (ЕЭС России) должно осуществляться с учетом усредненных за пять последних зимних периодов фактических значений коэффициентов совмещения территориальных энергосистем, определенных в отношении месяца зимнего периода, в котором зафиксирован максимум потребления мощности ОЭС (ЕЭС России).

5.7 Определение конфигурации и основных параметров (показателей) перспективного суточного графика потребления мощности энергосистемы должно производиться на основе ее фактического характерного суточного графика потребления мощности с учетом возможного его изменения в период прогнозирования.

5.8 Характерный суточный график потребления мощности энергосистемы для условий температуры ОЗМ определяется путем усреднения почасовых значений фактического графика потребления мощности в рабочие дни недели прохождения годового максимума потребления мощности энергосистемы (для энергосистем, характеризующихся летним годовым максимумом потребления мощности, — в рабочие дни недели прохождения зимнего максимума потребления) за последние пять зимних периодов.

Характерный суточный график потребления мощности энергосистемы, характеризующейся летним годовым максимумом потребления мощности, для условий температуры ПЭВТ определяется путем усреднения почасовых значений фактического графика потребления мощности в рабочие дни недели прохождения летнего годового максимума потребления мощности такой энергосистемы за последние пять летних периодов.

6 Перспективные балансы мощности и электрической энергии

6.1 Перспективные балансы мощности по энергосистемам должны разрабатываться для определения общей потребности в установленной мощности электростанций, необходимой для покрытия нагрузки потребителей и обеспечения нормативного перспективного резерва мощности, оценки сбалансированности энергосистем по мощности и электрической энергии.

6.2 Перспективные балансы мощности формируются на час собственного годового максимума потребления мощности энергосистем. Для ОЭС, Европейской части ЕЭС России могут формироваться,

при необходимости, перспективные балансы мощности на час годового максимума потребления мощности ЕЭС России (совмещенный с ЕЭС России максимум потребления мощности ОЭС).

6.3 В расходную часть перспективного баланса мощности (спрос) включают:

а) для ОЭС, Европейской части ЕЭС России:

- максимум потребления мощности,
- экспорт мощности в энергосистемы зарубежных стран в соответствующий расчетный час,
- нормативный перспективный резерв мощности, определяемый в соответствии с требованиями раздела 7 настоящего стандарта;

б) для территориальных энергосистем (энергорайонов, областей регулирования):

- максимум потребления мощности.

6.4 В приходную часть перспективного баланса мощности (покрытие) включают:

а) для ОЭС, Европейской части ЕЭС России:

- располагаемую мощность электростанций,
- импорт мощности из энергосистем зарубежных стран в соответствующий расчетный час;

б) для территориальных энергосистем (энергорайонов, областей регулирования):

- располагаемую мощность электростанций.

6.5 Объемы экспорта (импорта) мощности в зарубежные энергосистемы в соответствующий расчетный час определяются гарантированными объемами поставок мощности в соответствии с предложениями организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности).

6.6 Располагаемая мощность ветровых и солнечных электростанций при формировании перспективных балансов мощности принимается равной нулю.

6.7 Располагаемая мощность действующих ГЭС в перспективных балансах мощности определяется с учетом фактической располагаемой мощности ГЭС, усредненной за периоды с декабря по февраль последних 5 лет. Фактическая располагаемая мощность ГЭС должна определяться в отношении каждых суток отчетного периода как максимально возможная нагрузка электростанции, которая обеспечивается для всех часов максимальных нагрузок энергосистемы в рамках заданных уполномоченными организациями режимов использования гидроресурсов.

Для строящихся ГЭС располагаемая мощность определяется с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов и проектных графиков наполнения водохранилищ.

6.8 Прогнозируемая величина установленной мощности электростанций должна определяться на основе планируемых вводов в эксплуатацию, демонтажа, модернизации и реконструкции (технического перевооружения) генерирующего оборудования с учетом предложений собственников и иных законных владельцев генерирующего оборудования.

6.9 Используемая в перспективном балансе мощность электростанций принимается равной располагаемой мощности, сниженной на величину:

- мощности агрегатов электростанций, вводимых в IV квартале расчетного года;
- ограничений выдачи мощности электростанций из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей.

6.10 По результатам разработки перспективных балансов мощности должна проводиться:

- оценка обеспеченности ОЭС Востока, ОЭС Сибири, Европейской части ЕЭС России, технологически изолированных территориальных энергосистем необходимыми объемами нормативного перспективного резерва мощности;
- оценка сбалансированности территориальных энергосистем, работающих в составе ЕЭС России, а также энергорайонов (областей регулирования) по активной мощности.

6.11 Для ОЭС с недостатком нормативного перспективного резерва должна проводиться оценка технической возможности передачи дополнительной мощности из других ОЭС с избытком нормативного перспективного резерва.

6.12 При оценке сбалансированности по активной мощности территориальных энергосистем, работающих в составе ЕЭС России, а также энергорайонов (областей регулирования) необходимо учитывать перетоки мощности в смежные энергорайоны (области регулирования), электроснабжение которых осуществляется на постоянной основе от рассматриваемых территориальных энергосистем (энергорайонов, областей регулирования) по радиальной схеме.

6.13 В случае дефицитного баланса мощности территориальной энергосистемы, энергорайона, области регулирования (собственный максимум потребления, увеличенный на величину указанных в 6.12 перетоков мощности в смежные энергорайоны (области регулирования), превышает располагае-

мую мощность электростанций) должна быть проведена оценка достаточности пропускной способности внешних электрических связей территориальной энергосистемы, энергорайона, области регулирования с учетом требований к резервированию, установленных в разделе 7.

6.14 В случае выявления недостатка нормативного перспективного резерва мощности ОЭС Востока, ОЭС Сибири, Европейской части ЕЭС России (с учетом 6.11), а также в случае недостаточности пропускной способности внешних электрических связей территориальной энергосистемы, энергорайона, области регулирования, анализируемой с учетом требований 6.13, решения о дополнительном строительстве генерирующих мощностей или усилении электрических связей должны быть определены на основании ТЭО.

6.15 В случае выявления недостатка нормативного перспективного резерва мощности в технологически изолированной территориальной энергосистеме решения о дополнительном строительстве генерирующих мощностей или строительстве новых электрических связей для присоединения к ЕЭС России должны быть определены на основании ТЭО.

6.16 При решении задачи оценки достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций для обеспечения покрытия суточной неравномерности графика потребления мощности на перспективу и определения требований к регулировочным способностям вновь вводимого генерирующего оборудования и потребности в строительстве дополнительных регулировочных мощностей должны проводиться расчеты установившихся электроэнергетических режимов для часа максимума и минимума суточного потребления мощности энергосистем.

При необходимости, например в целях проверки достаточности скоростей снижения/увеличения нагрузки существующего и вновь вводимого генерирующего оборудования для регулирования суточной неравномерности графика потребления мощности энергосистемы, могут проводиться расчеты установившихся электроэнергетических режимов для каждого часа характерных суточных графиков.

6.17 При оценке достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования должно быть обеспечено условие покрытия суточного графика потребления мощности энергосистемы неизменным в течение суток составом генерирующего оборудования на ТЭС и АЭС, за исключением пиковых ГТУ.

6.18 Балансы электрической энергии по энергосистемам разрабатываются с целью проверки технической возможности обеспечения требуемого годового объема выработки электрической энергии электростанциями, учтенными в балансе мощности, определения объемов перетоков электрической энергии между энергосистемами и потребности электростанций в топливе.

6.19 В расходной части баланса электрической энергии энергосистемы учитывается потребление электрической энергии (включая расход электрической энергии на заряд ГАЭС) и планируемая передача электрической энергии в другие энергосистемы, включая экспорт электрической энергии в энергосистемы зарубежных стран.

В приходной части баланса электрической энергии энергосистемы учитывается выработка электрической энергии электростанциями энергосистемы и планируемое получение электрической энергии из других энергосистем, включая импорт электрической энергии из энергосистем зарубежных стран.

6.20 Величина выработки электрической энергии действующих ГЭС должна определяться с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине годовой выработки электрической энергии (в случае отсутствия информации — по проектной величине среднемноголетней выработки электрической энергии), а для строящихся ГЭС — в соответствии с проектными данными с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов и проектных графиков наполнения водохранилищ.

В ОЭС, в которых доля ГЭС составляет более 30 % от установленной мощности всех электростанций ОЭС, а также в технологически изолированных территориальных энергосистемах должны дополнительно разрабатываться балансы электрической энергии для условий расчетного маловодного года.

Годовая выработка ГАЭС и потребление энергии на ее заряд в ночные часы принимаются по проектным показателям.

6.21 Величина выработки электрической энергии АЭС должна определяться на основании предложений собственников и иных законных владельцев генерирующего оборудования с учетом проектных значений коэффициента использования установленной мощности, технической возможности их работы и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы ОЭС и ЕЭС России.

При отсутствии предложений собственников и иных законных владельцев электростанций при определении выработки электрической энергии АЭС число часов использования установленной мощ-

ности для вновь вводимых и действующих энергоблоков АЭС принимается равным 7000 ч/год (для вновь вводимых энергоблоков — 3500 ч/год в первый год эксплуатации).

6.22 Объемы экспорта (импорта) электрической энергии в зарубежные энергосистемы учитываются гарантированными объемами поставок электрической энергии в соответствии с предложениями организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности).

6.23 Распределение прогнозируемого объема производства электрической энергии на ТЭС в рамках ЕЭС России должно определяться по результатам оценки режимно-балансовой ситуации с учетом пропускной способности электрической сети и прогнозов ее изменения в соответствии с планами по строительству объектов электросетевого хозяйства, с приоритетом максимального использования высокоэкономичного генерирующего оборудования и с учетом допустимых режимов его работы.

6.24 При определении выработки электрической энергии ТЭС в соответствии с 6.23 число часов использования установленной мощности конкретной ТЭС не должно превышать 6500 ч/год.

7 Общие требования к определению нормативного перспективного резерва мощности и анализу достаточности пропускной способности внешних электрических связей

7.1 При планировании развития ОЭС, ЕЭС России, технологически изолированных территориальных энергосистем в целях обеспечения их надежного функционирования в долгосрочной перспективе потребность в установленной мощности электростанций должна определяться с учетом величины нормативного перспективного резерва мощности.

7.2 Нормативный перспективный резерв мощности должен определяться как сумма из следующих составляющих:

а) ремонтного резерва;

б) компенсационного резерва;

в) стратегического резерва.

7.3 Потребность в ремонтном резерве в час прохождения максимума потребления мощности должна определяться на основе следующих данных:

- информации об объемах фактического ремонтного снижения мощности за ретроспективный период;
- формируемых субъектами электроэнергетики перспективных планов модернизации и реконструкции основного энергетического оборудования электростанций;
- формируемых субъектами электроэнергетики перспективных планов ремонта основного энергетического оборудования электростанций.

В случае отсутствия вышеуказанной информации при определении величины ремонтного резерва допускается использование нормативов по периодичности и продолжительности отдельных видов ремонта генерирующего оборудования или данных заводов — изготовителей оборудования об объемах и периодичности его технического обслуживания и ремонта.

7.4 Определение величины компенсационного резерва должно осуществляться на основе расчетов показателей балансовой надежности энергосистем.

7.5 Оценка балансовой надежности на перспективный период для определения компенсационного резерва должна осуществляться в соответствии с национальным стандартом, устанавливающим общие требования к проведению расчетов балансовой надежности.

7.6 Величина стратегического резерва для ОЭС Востока и ОЭС Сибири принимается равной 3 % от максимума потребления мощности ОЭС. Величина стратегического резерва для Европейской части ЕЭС России принимается равной нулю.

7.7 При разработке перспективных балансов мощности определение всех составляющих нормативного перспективного резерва мощности должно производиться расчетным путем с учетом требований, изложенных в 7.3—7.6.

При отсутствии возможности проведения указанных в 7.7 расчетов допускается для ОЭС Востока, ОЭС Сибири и Европейской части ЕЭС России принимать значения составляющих нормативного перспективного резерва мощности в процентном выражении в соответствии с таблицей 1, а для технологически изолированных территориальных энергосистем — не менее величины, указанной в 7.8.

Распределение нормативного перспективного резерва мощности между ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала должно осуществляться с учетом ограничений на передачу электрической мощности между указанными ОЭС.

Таблица 1 — Процентные значения нормативного перспективного резерва мощности ОЭС и ЕЭС России

Название энергосистемы	Нормативный резерв, % от максимума потребления мощности энергосистемы
Европейская часть ЕЭС России	19
ОЭС Сибири	22
ОЭС Востока	17,5

7.8 Величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной территориальной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования (энергоблоков, турбоагрегатов и пр.).

7.9 Оценка достаточности пропускной способности внешних электрических связей территориальной энергосистемы, работающей в составе ЕЭС России, а также энергорайона или области регулирования должна проводиться как для нормальной схемы электрической сети, так и при наиболее тяжелых нормативных возмущениях в соответствии с ГОСТ Р 58058, в том числе связанных с отключением наиболее крупной по мощности единицы генерирующего оборудования (энергоблока, турбоагрегата и пр.) или наибольшим снижением максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении на прием в территориальную энергосистему (энергорайон, область регулирования).

7.10 При оценке достаточности пропускной способности внешних электрических связей территориальной энергосистемы, работающей в составе ЕЭС России, а также энергорайона или области регулирования, должна учитываться средняя за пять последних лет величина ремонтного снижения мощности электростанций территориальной энергосистемы, энергорайона, области регулирования в час прохождения максимума потребления.

8 Общие требования к планированию развития генерирующих мощностей

8.1 Планирование развития генерирующих мощностей должно осуществляться на основании следующих требований:

а) полное покрытие максимального потребления мощности и ожидаемого объема потребления электрической энергии, а также создание необходимых перспективных нормативных резервов мощности;

б) использование площадок существующих электростанций (при наличии возможности их использования);

в) использование новых технологий и высокоэффективного оборудования для производства электрической энергии;

г) выбор местоположения и параметров вновь сооружаемых генерирующих объектов с учетом затрат на реализацию схемы выдачи мощности;

д) максимально возможное использование местных ресурсов топлива;

е) соблюдение внутригосударственных и международных требований по охране окружающей среды.

8.2 При планировании развития энергосистем определяются:

а) суммарная потребность в генерирующей мощности;

б) оптимальная структура вновь вводимой мощности;

в) предварительное местоположение, основные параметры (тип, единичная мощность и количество энергоблоков) и очередность строительства (расширения) электростанций;

г) оптимальная схема выдачи мощности сооружаемых генерирующих объектов;

д) потребность в сооружении ГАЭС и иных накопителей для обеспечения оптимального режима работы электростанций, оборудование которых имеет низкие маневренные характеристики (в том числе АЭС), в период суточного снижения потребления мощности, а также для участия в покрытии пиковых нагрузок;

е) потребность в топливе, рекомендации по видам топлива;

ж) объем инвестиций и потребность в основном генерирующем оборудовании.

8.3 Местоположение и мощность ТЭС и АЭС должны определяться с учетом возможности их размещения (наличие территории, источника технического водоснабжения), доставки топлива, соблюдения норм и требований по охране окружающей среды и радиационной безопасности.

8.4 Выбор типа, единичной мощности и маневренных характеристик генерирующего оборудования сооружаемых и расширяемых ТЭС должен осуществляться с учетом влияния единичной мощности энергоблоков на уровень необходимого резерва мощности энергосистем и пропускную способность электрических сетей.

8.5 Обоснование целесообразности сооружения электростанций с теплофикационным оборудованием, выбор типа и единичной мощности турбоагрегатов должны осуществляться с учетом:

а) уровня тепловых нагрузок, динамики их роста;

б) объемов и режимов выработки электрической энергии в теплофикационном и конденсационном режимах;

в) эффективности выработки электрической энергии в конденсационном режиме.

8.6 При планировании развития энергосистем должно предусматриваться строительство ГАЭС и иных накопителей, а также пиковых маневренных ГТУ и ГЭС, обеспечивающих необходимую величину регулировочного диапазона в энергосистеме и повышение экономичности работы ТЭС и АЭС (за счет снижения их участия в регулировании суточной неравномерности графика потребления мощности), а также покрытие пиковой части графиков потребления мощности и регулирование частоты и перетоков активной и реактивной мощности.

Основные энергетические показатели ГЭС и ГАЭС (установленная мощность, годовая выработка электрической энергии, вид регулирования и др.) должны приниматься на основании проектных проработок.

9 Общие требования к планированию развития электрических сетей

9.1 Планирование развития электрической сети должно осуществляться на основании следующих требований:

а) должна быть обеспечена энергетическая безопасность России;

б) схема электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечивать соответствие изменению внешних условий (рост нагрузок и развитие электрических станций, изменение направления и величины перетоков мощности, осуществление межгосударственных договоров по поставке электрической энергии и др.);

в) схема электрической сети должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, передачу электрической энергии и энергоснабжение потребителей как в нормальном режиме работы, так и при возникновении нормативных возмущений в соответствии с ГОСТ Р 58058.

г) схема электрической сети должна обеспечивать субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности условия для поставки на рынок своей продукции при наличии спроса на нее; обеспечивать субъектам рынка возможность получения продукции с оптового рынка электрической энергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными показателями качества электрической энергии;

д) электрическая сеть должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды, предусматривать решения, направленные на уменьшение площади подлежащих изъятию для нового строительства земельных угодий и общей площади охранных зон ЛЭП, в которых ограничивается хозяйственная деятельность и пребывание людей, а также предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду.

9.2 Планы по развитию электрических сетей должны обеспечивать:

а) синхронизацию развития электрических сетей с прогнозами развития генерирующих мощностей и производственных мощностей потребителей электрической энергии;

б) техническую возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям

в) надежность электроснабжения потребителей и транзит электрической мощности с учетом имеющихся резервов генерирующей мощности электрических станций, пропускной способности электри-

ческой сети, а также с учетом допустимой перегрузки ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования.

9.3 При планировании развития энергосистем в части развития электрических сетей должны решаться следующие задачи:

а) обоснование необходимости расширения, реконструкции или технического перевооружения существующей электрической сети, а также целесообразность перевода действующих и вновь строящихся электрических сетей на более высокий класс напряжения;

б) выбор направлений для новых ЛЭП, их номинального напряжения и схемы присоединения к сети;

в) определение необходимости расширения и/или реконструкции, а также сооружения новых подстанций, предварительная оценка количества и мощности устанавливаемых на них трансформаторов (автотрансформаторов);

г) выбор способов регулирования напряжения, определение типа, мощности и размещения компенсирующих и регулирующих устройств;

д) определение очередности сооружения электросетевых объектов и объемов капиталовложений;

е) оценка прогнозных уровней токов короткого замыкания для последующего определения необходимости применения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания.

ж) модернизация существующих и оснащение вновь сооружаемых генерирующих и электросетевых объектов комплексами и устройствами РЗА и СДТУ, обеспечивающих надежное функционирование энергосистемы.

9.4 Необходимость сооружения и/или реконструкции объектов электросетевого хозяйства должна определяться по результатам расчетов электроэнергетических режимов, проводимых, в том числе, в рамках разработки СВЭ, СВМ, ТЭО.

9.5 При разработке СВЭ, СВМ, ТЭО, а также при проектировании конкретных электросетевых объектов в зависимости от решаемой задачи должны выполняться расчеты установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, электромеханических и электромагнитных переходных процессов, токов короткого замыкания, специальных режимов работы линий электропередачи. При разработке программных документов, определяющих развитие ОЭС и ЕЭС России, а также территориальных энергосистем (в том числе, технологически изолированных) для целей обоснования необходимости сооружения и/или реконструкции объектов электросетевого хозяйства допускается проводить расчеты только установившихся электроэнергетических режимов с последующим проведением полного комплекса расчетов в рамках проектирования конкретных объектов.

10 Общие требования к оценке экономической эффективности строительства и реконструкции объектов электроэнергетики и потребности в топливе электрических станций

10.1 Обоснование и принятие решений при планировании развития энергосистем должны осуществляться на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития энергосистемы в целом и отдельных ее частей (элементов) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат при удовлетворении требований надежности, энергетической безопасности и технических требований.

10.2 При обосновании эффективности сооружения генерирующих мощностей (расширения действующих электрических станций), за исключением системных объектов, таких как ГАЭС, должны прорабатываться альтернативные варианты передачи мощности/электрической энергии из смежных энергосистем. Указанное обоснование должно обеспечиваться текущими и будущими собственниками или инвесторами путем разработки ТЭО.

10.3 На стадии разработки программных документов, определяющих развитие ОЭС и ЕЭС России, а также территориальных энергосистем (включая технологически изолированные территориальные энергосистемы) проводится оценка только технико-экономической (системной) эффективности объектов основной электрической сети, за исключением объектов, предназначенных для экспортных поставок электрической энергии (мощности), обоснование которых должно проводиться по критериям коммерческой эффективности.

10.4 В случае проведения оценки технико-экономической (системной) эффективности объектов основной электрической сети в рамках разработки программных документов, определяющих развитие ОЭС и ЕЭС России, а также территориальных энергосистем (включая технологически изолированные территориальные энергосистемы), технико-экономическое (системное) обоснование сооружения объектов электросетевого хозяйства должно осуществляться в соответствии со следующими основными этапами:

а) определение назначения искомых технических решений;

б) выбор технических решений;

в) оценка технико-экономической (системной) эффективности отобранных решений.

10.5 При оценке коммерческой эффективности объектов электросетевого хозяйства должна учитываться удельная стоимость компенсации ущербов потребителей от перерывов электроснабжения.

10.6 Обоснование коммерческой эффективности объектов основной электрической сети должно осуществляться текущими или будущими собственниками электросетевого оборудования.

10.7 При необходимости, в целях формирования топливной политики генерирующих компаний, предоставления топливным отраслям ориентиров для развития производства, а также для оценки воздействия на окружающую среду в конкретных населенных пунктах в рамках разработки программных документов, определяющих развитие ОЭС и ЕЭС России, а также территориальных энергосистем (включая технологически изолированные территориальные энергосистемы), должно осуществляться прогнозирование потребности в топливе ТЭС. В зависимости от решаемых задач прогнозирование потребности в топливе должно проводиться для каждой электростанции или для конкретной территории.

Библиография

[1] Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: планирование развития энергосистем, расчеты режимов, требования к схемам электрических сетей, развитие генерирующих мощностей, баланс мощности, баланс электрической энергии

БЗ 3—2018/26

Редактор *М.В. Терехина*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 14.03.2018. Подписано в печать 16.03.2018. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,68. Тираж 24 экз. Зак. 446.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru