ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58670— 2019

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

Планирование развития энергосистем

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

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 19 ноября 2019 г. № 1196-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, оформление, 2019

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

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

Планирование развития энергосистем

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЕРСПЕКТИВНОМ РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Planning of power systems development. Calculations of electric power regimes and determination of technical solutions in long-range development of power systems. Norms and requirements

Дата введения — 2020—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет требования к расчетам электроэнергетических режимов и использованию их результатов при планировании (проектировании) развития энергосистем, в том числе при:

- определении мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения к электрическим сетям классом напряжения 35 кВ и выше энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства;
- обосновании предложений по развитию электрической сети классом напряжения 35 кВ и выше в рамках разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России, рассмотрения и согласования схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, комплексных программ развития электрических сетей;
- рассмотрении заявок субъектов электроэнергетики на вывод из эксплуатации линий электропередачи, электросетевого оборудования классом напряжения 35 кВ и выше, генерирующего оборудования, устройств/комплексов релейной защиты и автоматики;
- разработке проектной документации по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики классом напряжения 35 кВ и выше, схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии, схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технико-экономических обоснований строительства объектов электроэнергетики, создания (модернизации) устройств/комплексов релейной защиты и автоматики.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для всех организаций, осуществляющих планирование развития Единой энергетической системы России и входящих в нее объединенных и территориальных энергосистем, технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

Издание официальное

ГОСТ Р 57382 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов 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 и определения

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

3.1 **единичная ремонтная схема:** Схема, характеризующаяся отключенным состоянием одной единицы электросетевого оборудования (без учета отключенных единиц электросетевого оборудования вследствие применения схемно-режимных мероприятий).

Примечание — Отключенное состояние генерирующего оборудования не рассматривается в качестве единичной ремонтной схемы.

3.2 **двойная ремонтная схема:** Схема, характеризующаяся отключенным состоянием двух единиц электросетевого оборудования (без учета отключенных единиц электросетевого оборудования вследствие применения схемно-режимных мероприятий).

3.3 **нормальная схема:** Схема, соответствующая нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики.

3.4

нормативное возмущение: Аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов электроэнергетических режимов и устойчивости энергосистемы.

[ГОСТ Р 57114—2016, статья 3.52]

3.5 **технические решения:** Мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима посредством применения противоаварийной автоматики, сетевого строительства, строительства объектов генерации.

3.6

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—2016, статья 3.116]

Примечание — Для целей настоящего стандарта под энергосистемой понимают: территориальную энергосистему (в том числе технологически изолированную), объединенную энергетическую систему, Единую энергетическую систему России, если иное не указано непосредственно в положениях стандарта. Дополнительно при планировании развития конкретных энергорайонов, областей регулирования под энергосистемой также понимают: энергорайон, область регулирования.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АДН — аварийно допустимое напряжение;
АДТН — аварийно допустимая токовая нагрузка;
ГЭС — гидравлическая электростанция;
ДДТН — длительно допустимая токовая нагрузка;
ЛЭП — линия электропередачи;
МДН — минимально допустимое напряжение;
МДП — максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении;
ОН — отключение нагрузки потребителей;
ОЭС — объединенная энергосистема;
ПА — противоаварийная автоматика;
ПА на ОН — противоаварийная автоматика, действующая на отключение нагрузки потребителей;
СКРМ — средства компенсации реактивной мощности (шунтирующий реактор, управляемый шунтирующий реактор, батарея статических конденсаторов, статический тиристорный компенсатор и др.).

5 Общие требования

5.1 Расчеты электроэнергетических режимов выполняют на расчетных моделях с использованием специализированного программного обеспечения с учетом нормативных возмущений в соответствии с методическими указаниями [1].

5.2 Расчеты электроэнергетических режимов следует выполнять (в зависимости от характерных режимов работы энергосистем, особенностей проведения ремонтной кампании ЛЭП, электросетевого или генерирующего оборудования) для одного или нескольких из перечисленных режимно-балансовых условий:

- зимний режим максимальных нагрузок;
- зимний режим минимальных нагрузок;
- летний режим максимальных нагрузок;
- летний режим минимальных нагрузок;
- период паводка (при определении мероприятий по обеспечению выдачи мощности ГЭС, а также при наличии ГЭС в рассматриваемом энергорайоне).

При обосновании допускается проведение расчетов электроэнергетических режимов для иных режимно-балансовых условий.

5.3 Расчеты электроэнергетических режимов следует выполнять для следующих расчетных температурных условий:

а) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее — правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения;

б) зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в приложении А;

в) летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С;

г) летний режим максимальных и минимальных нагрузок — при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорай-

онов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения;

д) период паводка — при максимальной за периоды паводка среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения.

При прохождении ЛЭП по территории нескольких территориальных энергосистем выбирают расчетную температуру, соответствующую:

- для перечисления а) — наименьшей из величин расчетных температур наружного воздуха каждой из энергосистем;
- для перечислений б)—д) — наибольшей из величин расчетных температур наружного воздуха каждой из энергосистем.

5.4 Величины ДДТН и АДТН должны соответствовать температурам для характерных температурных условий, указанных в 5.3, соответствующих указанным в 5.2 режимно-балансовым условиям.

5.5 При проведении расчетов электроэнергетических режимов прогнозную величину потребления мощности территориальной энергосистемы (энергорайона, энергоузла) следует определять для указанных в 5.2 режимно-балансовых условий и для указанных в 5.3 характерных температурных условий на основании фактической зависимости изменения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы при изменении температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур, определяемой актуальной на момент начала проектирования фактической структурой потребления мощности территориальной энергосистемы.

Коэффициенты зависимости изменения максимума потребления мощности территориальной энергосистемы при изменении температуры наружного воздуха, используемые для определения прогнозной величины потребления мощности для указанных в 5.2 режимно-балансовых условий, устанавливает субъект оперативно-диспетчерского управления на этапе утверждения задания на проектирование. Величину минимального потребления мощности определяют на основании значений максимального потребления мощности и среднего за последние 3 года коэффициента суточной неравномерности графика потребления мощности энергорайона размещения ЛЭП, электросетевого или генерирующего оборудования, определяемого как соотношение минимального и максимального потребления мощности указанного энергорайона в сутки прохождения зимнего или летнего максимума потребления мощности (в сутки прохождения максимума потребления мощности в период паводка).

6 Требования к проведению расчетов электроэнергетических режимов. Принципы выбора технических решений

6.1 Определение технического решения осуществляют, если обеспечение требований к параметрам электроэнергетического режима с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующих устройств/комплексов ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий невозможно без ввода графиков временного отключения потребления.

Объем расчетов электроэнергетических режимов и принципы выбора технических решений определяются наличием/отсутствием контролируемых сечений.

Требования к проведению расчетов электроэнергетических режимов и принципы выбора технических решений приведены в таблицах 1—4.

Таблица 1 — Обязательные расчеты электроэнергетических режимов с учетом температурных условий, указанных в 5.3, перечисления а)—в)

Схемно-режимные ситуации	Условие расчета	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
Нормальная схема	V	V
Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)	—	V

Окончание таблицы 1

Схемно-режимные ситуации	Условие расчета	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме)	V	V
Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения)	—	V

Таблица 2 — Принципы выбора технических решений по результатам расчетов электроэнергетических режимов с учетом температурных условий, указанных в 5.3, перечисления а)—в)

Критерии оценки и решение для схемно-режимной ситуации	Условие оценки	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
1 Нормальная схема		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения МДП в нормальной схеме	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной схеме
Схемно-режимные мероприятия	В соответствии с 6.2	
Технические решения	Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации	
2 Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	—	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме
Схемно-режимные мероприятия	—	В соответствии с 6.2
Технические решения	—	Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации
3 Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме)[1)]		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме
Схемно-режимные мероприятия	В соответствии с 6.2 в части мероприятий, время реализации которых не превышает 20 мин	

Окончание таблицы 2

<table>
<tr><td rowspan="2">Критерии оценки и решение для схемно-режимной ситуации</td><td colspan="2">Условие оценки</td></tr>
<tr><td>Наличие контролируемого сечения</td><td>Отсутствие контролируемого сечения</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Технические решения</td><td>МДП определяется критериями нормального режима — сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации</td><td rowspan="2">Применение ПА[3)]

Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации[4)]</td></tr>
<tr><td>МДП определяется критериями послеаварийного режима — применение ПА[2)]</td></tr>
<tr><td colspan="3">4 Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования
(до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме)</td></tr>
<tr><td>Требования к параметрам электроэнергетического режима</td><td>—</td><td>Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</td></tr>
<tr><td>Схемно-режимные мероприятия</td><td>—</td><td>В соответствии с 6.2</td></tr>
<tr><td>Технические решения</td><td>—</td><td>Применение ПА</td></tr>
<tr><td colspan="3">[1)] В случае рассмотрения нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух воздушных линий электропередачи (далее — ВЛ) [кабельно-воздушных линий электропередачи (далее — КВЛ)], провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ), в качестве единичной ремонтной схемы рассматривают отключенное состояние одной из вышеуказанных ЛЭП.
[2)] Здесь и далее под «применением ПА» понимают увеличение объема ОН существующей ПА, реализация новой ПА на ОН (в том числе при рассмотрении технологических присоединений — полное подключение присоединяемой нагрузки под действие ПА) для:
- увеличения МДП в создавшейся ремонтной схеме;
- снижения токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования;
- увеличения напряжения.
При невозможности увеличения объема ОН или реализации новой ПА предусматривают технические решения по сетевому строительству (модернизации, реконструкции), строительству (модернизации, реконструкции) объектов генерации.
[3)] В случае рассмотрения нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ), а также для случая рассмотрения нормативного возмущения группы II, обусловленного максимальным аварийным небалансом активной мощности в условиях отключенного состояния наиболее крупной единицы генерирующего оборудования.
[4)] В случае рассмотрения иных нормативных возмущений.</td></tr>
</table>

Таблица 3 — Обязательные расчеты электроэнергетических режимов с учетом температурных условий, указанных в 5.3, перечисления г), д)

<table>
<tr><td rowspan="2">Схемно-режимные ситуации</td><td colspan="2">Условие расчета</td></tr>
<tr><td>Наличие контролируемого сечения</td><td>Отсутствие контролируемого сечения</td></tr>
<tr><td>Нормальная схема</td><td>V</td><td>V</td></tr>
</table>

Окончание таблицы 3

Схемно-режимные ситуации	Условие расчета	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)	—	V
Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме)	V	V
Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения)	—	V
Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме)	V	V
Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)	—	V

Таблица 4 — Принципы выбора технических решений по результатам расчетов электроэнергетических режимов с учетом температурных условий, указанных в 5.3, перечисления г), д)

Критерии оценки и решение для схемно-режимной ситуации	Условие оценки	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
1 Нормальная схема		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения МДП в нормальной схеме	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной схеме
Схемно-режимные мероприятия	В соответствии с 6.2	
Технические решения	Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации	
2 Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	—	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме
Схемно-режимные мероприятия	—	В соответствии с 6.2

Продолжение таблицы 4

Критерии оценки и решение для схемно-режимной ситуации	Условие оценки	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
Технические решения	—	Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации
3 Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме)[1)]		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме
Схемно-режимные мероприятия	В соответствии с 6.2 в части мероприятий, время реализации которых не превышает 20 мин	
Технические решения	Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации[2)]	
4 Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме)		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	—	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме
Схемно-режимные мероприятия	—	В соответствии с 6.2
Технические решения	—	Применение ПА[2)] Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации[3)]
5 Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме)		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме
Схемно-режимные мероприятия	В соответствии с 6.2 в части мероприятий, время реализации которых не превышает 20 мин	

Окончание таблицы 4

Критерии оценки и решение для схемно-режимной ситуации	Условие оценки	
	Наличие контролируемого сечения	Отсутствие контролируемого сечения
Технические решения	МДП определяется критериями нормального режима — сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации	Применение ПА[2)] Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации[3)]
	МДП определяется критериями послеаварийного режима — применение ПА	
6 Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме, в том числе в схеме после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме)		
Требования к параметрам электроэнергетического режима	—	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме
Схемно-режимные мероприятия	—	В соответствии с 6.2
Технические решения	—	Применение ПА

[1)] В случае рассмотрения нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ), в качестве единичной ремонтной схемы рассматривают отключенное состояние одной из вышеуказанных ЛЭП.

[2)] В случае рассмотрения нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ), а также для случая рассмотрения нормативного возмущения группы II, обусловленного максимальным аварийным небалансом активной мощности в условиях отключенного состояния наиболее крупной единицы генерирующего оборудования.

[3)] В случае рассмотрения иных нормативных возмущений.

6.2 Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходимо рассматривать применение схемно-режимных мероприятий, в том числе:

- деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;
- перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергоузлы (энергорайоны);
- замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечения соответствия отключающей способности выключателей токам короткого замыкания;
- изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;
- изменение реактивной мощности генерирующего оборудования электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;
- включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;
- изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;
- отключение в резерв ЛЭП;
- проведение ремонтов электросетевого и/или генерирующего оборудования в иные периоды года.

6.3 При проведении расчетов электроэнергетических режимов и выборе технических решений необходимо дополнительно контролировать отсутствие превышения наибольшего рабочего напряжения, определяемого с учетом допустимых величин и длительности повышения напряжения в соответствии

с ГОСТ Р 57382. В случае превышения величины наибольшего рабочего напряжения необходимо рассмотреть применение схемно-режимных мероприятий из перечня, приведенного в 6.2, обеспечивающих снижение напряжения до наибольшего рабочего (с учетом времени, необходимого для их реализации). В случае невозможности обеспечения допустимого уровня напряжения — предусмотреть технические решения, связанные с установкой устройств СКРМ.

6.4 Максимальная нагрузка электростанций не должна превышать максимальную располагаемую активную мощность для рассматриваемого в соответствии с 5.2 режима.

6.5 При оценке значений параметров электроэнергетических режимов следует использовать информацию собственников или иных законных владельцев ЛЭП и электросетевого оборудования о допустимой величине и длительности перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.6 При выявлении перегрузки (авто)трансформаторов оценку допустимости такой перегрузки необходимо выполнять с учетом информации о допустимой перегрузке (авто)трансформаторов в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов [2] для соответствующей температуры.

6.7 При наличии существующих потребителей, энергорайонов (энергоузлов), схема электроснабжения которых предусматривает отделение на изолированную работу при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме (например, две ЛЭП, подстанция с двумя трансформаторами, иные аналогичные схемы), решение о необходимости реализации мероприятий по сетевому строительству (модернизации, реконструкции), строительству (модернизации, реконструкции) объектов генерации, следует принимать с учетом характера нагрузки, особенностей режимов работы соответствующих энергопринимающих устройств потребителей [энергорайонов (энергоузлов)] и результатов анализа технико-экономической целесообразности реализации такого решения.

Приложение А
(справочное)

Значения расчетной температуры наружного воздуха, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных и минимальных нагрузок

Таблица А.1

Территориальная энергосистема[1)]	Расчетная температура наружного воздуха, °С
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Центра	+5
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Средней Волги	+5
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Урала	0
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Северо-Запада, за исключением энергосистем Архангельской области и Ненецкого автономного округа, Мурманской области, Республики Коми	+5
Энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, Мурманской области, Республики Коми	0
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Юга	+10
Территориальные энергосистемы, входящие в состав ОЭС Сибири, за исключением части энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенной в пределах территории Республики Тыва	–5
Часть энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенная в пределах территории Республики Тыва	—10
Энергосистема Приморского края	0
Энергосистемы Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономной области; энергорайон, расположенный в пределах территории Николаевского района Хабаровского края	–5
Энергосистема Республики Саха (Якутия)	–15
Энергосистема Камчатского края	–5
Энергосистема Магаданской области	–10
Энергосистема Сахалинской области	0
Энергосистема Чукотского автономного округа	–15
Энергосистема Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа	–15
[1)] Для технологически изолированных территориальных энергосистем, не указанных в таблице, расчетную температуру определяют как среднее значение из максимальных фактических среднесуточных температур декабря, января и февраля за 10 предшествующих осенне-зимних периодов.	

Библиография

[1] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630)

[2] Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию (утверждены приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: планирование развития энергосистем, перспективное развитие энергосистем, расчеты электроэнергетических режимов, режимно-балансовые условия, схемно-режимные мероприятия, технические решения

БЗ 12—2019/5

Редактор *Н.В. Верховина*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 21.11.2019. Подписано в печать 23.12.2019. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,58.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru