МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 87802
от "11" августа 2026 г.

Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

6 июля 2026 г. № 765

Москва

Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем и внесении изменений в некоторые акты Минэнерго России

В соответствии с абзацами вторым – четвертым, тринадцатым, семнадцатым, двадцатым – двадцать третьим подпункта 3 и подпунктом 36 пункта 2 статьи 21, абзацами четвертым, пятым и седьмым пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», подпунктами $4.2.14^{21}$ и $4.2.14^{23}$ пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, подпунктами «а» и «в» пункта 1, пунктом 2^{1} постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», абзацами вторым – четвертым, тринадцатым и семнадцатым подпункта «б», абзацами пятым – восьмым подпункта «в», абзацем шестым подпункта «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» приказываю:

1. Утвердить прилагаемые:

Методические указания по устойчивости энергосистем согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

изменения, которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России, согласно приложению № 2 к настоящему приказу.

2. Признать утратившими силу:

приказ Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»[1];

пункт 2 изменений, которые вносятся в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», утвержденных приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской

[1] Зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023.

Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»[2];

пункт 2 изменений, которые вносятся в нормативные правовые акты Минэнерго России по вопросам планирования перспективного развития электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. № 1339 «О внесении изменений в некоторые нормативные правовые акты Минэнерго России по вопросам планирования перспективного развития электроэнергетики»[3].

3. Настоящий приказ вступает в силу 1 сентября 2026 года.

Министр С.Е. Цивилев

Департамент оперативного управления в ТЭК
Бочкарева Елена Вадимовна
8 (495) 631-89-17

[2] Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920), от 17 февраля 2023 г. № 82 (зарегистрирован Минюстом России 17 марта 2023 г., регистрационный № 72619), от 28 апреля 2023 г. № 289 (зарегистрирован Минюстом России 23 июня 2023 г., регистрационный № 73959).

[3] Зарегистрирован Минюстом России 28 февраля 2023 г., регистрационный № 72475.

Приложение № 1
к приказу Минэнерго России
от 6 июня 2026 г. № 765

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по устойчивости энергосистем

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по устойчивости энергосистем (далее – Методические указания) устанавливают требования к устойчивости Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, параметрам электроэнергетического режима и их значениям, обеспечивающим выполнение требований к устойчивости электроэнергетических систем (далее – энергосистема), составу нормативных возмущений, подлежащих учету при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистемы, требования к проверке выполнения требований к устойчивости энергосистем, определению максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и допустимой нагрузки электростанций (единиц генерирующего оборудования), а также меры по обеспечению устойчивости энергосистемы при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы[4].

2. Методические указания распространяются на Единую энергетическую систему России, входящие в нее объединенные и территориальные энергосистемы, технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы, а также объекты электроэнергетики и энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии, входящие в состав энергосистемы

[4] Пункты 19 и 20 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем).

или присоединяемые к ней.

3. Выполнение требований Методических указаний является обязательным для:

а) системного оператора электроэнергетических систем России (далее – системный оператор) при:

планировании электроэнергетического режима энергосистемы и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

планировании (проектировании) развития энергосистемы и разработке документов перспективного развития электроэнергетики;

подготовке заключений о возможности (невозможности) вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации;

рассмотрении и согласовании технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям;

рассмотрении и согласовании документации, технических решений и мероприятий, указанных в подпунктах «б» и «в» настоящего пункта;

б) субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, объектами по производству электрической энергии и (или) энергопринимающими устройствами, входящими в состав энергосистемы или присоединяемыми к ней, при:

разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

проектировании, строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, их модернизации, техническом перевооружении, связанном с заменой оборудования с изменением его технических параметров (далее – реконструкция), технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям, в том числе разработке необходимых для этого проектной документации и технических решений;

разработке мероприятий по строительству, реконструкции объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения технической возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации;

в) сетевых организаций при:

проектировании развития электрических сетей и разработке необходимой для этого технической документации;

подготовке и согласовании технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям;

рассмотрении и согласовании документации и технических решений, указанных в абзаце третьем подпункта «б» настоящего пункта Методических указаний;

г) федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе, при:

утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России и рассмотрении генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики[5];

принятии решений о согласовании или о приостановлении вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации[6];

д) проектных организаций, иных юридических и физических лиц, в том числе индивидуальных предпринимателей, осуществляющих разработку документации, указанной в подпунктах «б» и «в» настоящего пункта Методических указаний или выступающих заказчиками при выполнении указанных работ.

4. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы,

---

[5] Абзац четвертый пункта 2 статьи 6[1] Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», пункты 24, 25, 29, 31 и 44 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556.

[6] Пункты 62, 70, 71, 128 и 138 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86.

предусмотренных Методическими указаниями, должна осуществляться при:

а) планировании электроэнергетического режима энергосистемы и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

б) планировании (проектировании) развития энергосистемы; разработке документов перспективного развития электроэнергетики;

в) проектировании развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, проектировании строительства, реконструкции объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии, технологическом присоединении указанных объектов электроэнергетики к электрическим сетям;

г) технологическом присоединении к электрическим сетям объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технические условия для технологического присоединения которых подлежат согласованию с системным оператором, и проектировании строительства (реконструкции) указанных объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств в части мероприятий, реализуемых в электрической сети классом напряжения 35 кВ и выше;

д) выводе из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии.

5. Для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы должны использоваться значения перетоков активной мощности (максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме[7]) в контролируемых сечениях и нагрузок электростанций (единиц, совокупностей единиц генерирующего оборудования) (далее – перетоки активной мощности в контролируемых сечениях) с проверкой обеспечения в нормальном режиме[8] допустимых

[7] Абзац пятнадцатый пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
[8] Абзац тридцать третий пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

значений следующих параметров электроэнергетического режима энергосистемы:

токовая нагрузка линий электропередачи (далее – ЛЭП) и электросетевого оборудования напряжением 35 кВ и выше не должна превышать допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности перегрузки;

напряжения на шинах с номинальным напряжением 35 кВ и выше объектов электроэнергетики должны находиться в области допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности повышения (снижения) напряжения.

6. Системный оператор при выполнении функций и работ, указанных в подпункте «а» пункта 3 Методических указаний, должен осуществлять проверку выполнения требований, предусмотренных абзацами вторым и третьим пункта 5 Методических указаний, в отношении оборудования объектов электроэнергетики, относящегося к объектам диспетчеризации.

7. В зависимости от особенностей структуры и функционирования энергосистем при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы дополнительно к параметрам, указанным в пункте 5 Методических указаний, допускается использовать разность углов между векторами напряжения на шинах объектов электроэнергетики.

8. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы, определение максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должны осуществляться на основании расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и динамической устойчивости (далее – расчеты режимов и устойчивости), за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта.

Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы при проектировании строительства (реконструкции) объектов

электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ, выводе таких объектов электросетевого хозяйства из эксплуатации и определение максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, включающих только элементы электрической сети напряжением 35 кВ, должна осуществляться на основании расчетов установившихся режимов.

При проведении расчетов режимов и устойчивости с целью проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы, определения максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должны рассматриваться нормативные возмущения в соответствии с требованиями главы II Методических указаний.

9. Для контролируемых сечений, включающих в том числе ЛЭП и электросетевое оборудование номинальным напряжением 110 кВ и выше, определение максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности должно осуществляться в соответствии с требованиями глав IV и V Методических указаний.

Для контролируемых сечений, включающих только ЛЭП и электросетевое оборудование номинальным напряжением 35 кВ, определение максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности должно осуществляться в соответствии с требованиями главы VI Методических указаний.

10. Определение аварийно допустимых перетоков активной мощности для контролируемых сечений, указанных в абзаце втором пункта 9 Методических указаний, не осуществляется.

11. При влиянии условий работы энергосистемы на величины максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях указанные величины допустимых перетоков активной мощности

в контролируемых сечениях допускается определять в зависимости от:

а) эксплуатационного состояния ЛЭП и электросетевого оборудования;

б) количества включенных единиц генерирующего оборудования на электростанции;

в) нагрузки отдельных электростанций (единиц генерирующего оборудования на электростанции);

г) включенного состава и технологических режимов работы средств компенсации реактивной мощности;

д) значений перетоков активной мощности по ЛЭП и электросетевому оборудованию;

е) величин потребления активной мощности энергосистемы, энергорайона (энергоузла);

ж) объема управляющих воздействий от устройств и комплексов ПА.

II. Нормативные возмущения

12. При проведении расчетов режимов и устойчивости должны рассматриваться нормативные возмущения, связанные с отключением ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов (далее – сетевой элемент) и аварийным небалансом активной мощности, приведенные в перечне нормативных возмущений с указанием номинального напряжения сетевых элементов, для которых они рассматриваются, являющемся приложением к Методическим указаниям (далее – перечень).

13. При проведении расчетов режимов и устойчивости в схемах отключенного состояния сетевых элементов или секций (систем) шин, по которым осуществляется транзитный переток электрической энергии, не рассматриваются нормативные возмущения, указанные в пунктах 1 и 4 перечня для сетевых элементов напряжением 110–220 кВ и в пунктах 2 и 5 перечня, связанные с отключением трансформатора (автотрансформатора), если его отключение осуществляется более чем двумя выключателями одного

номинального напряжения в нормальной схеме распределительного устройства указанного номинального напряжения на одном объекте электроэнергетики.

14. При наличии на сетевом элементе двух или более комплектов основных защит при рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1–3 перечня, следует рассматривать действие основной защиты, отключающей короткое замыкание (далее – КЗ) с минимальным временем.

15. При рассмотрении нормативного возмущения, указанного в пункте 4 перечня, следует рассматривать действие резервной защиты, отключающей КЗ с минимальным временем для рассматриваемого места КЗ.

16. При рассмотрении нормативного возмущения, указанного в пункте 6 перечня, в части изменения активной мощности солнечных и ветровых электростанций следует рассматривать изменение их активной мощности в течение 10 минут вследствие изменения погодных условий (освещенность, сила и направление ветра), определенное на основании фактической информации, имеющейся у системного оператора.

17. При рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1–4 перечня, следует рассматривать вид и параметры настройки (уставки) автоматического повторного включения (далее – АПВ):

однофазного АПВ – при наличии указанного АПВ на ЛЭП;

трехфазного АПВ – при отсутствии однофазного АПВ на ЛЭП.

18. При рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1–4 перечня, не подлежат рассмотрению КЗ в «мертвой зоне» распределительного устройства объектов электроэнергетики.

При этом под «мертвой зоной» в распределительном устройстве объекта электроэнергетики понимается совокупность точек распределительного устройства, КЗ в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит (для нормативных возмущений, указанных в пунктах 1–3 перечня) или резервных защит (для нормативного возмущения, указанного в пункте 4 перечня).

19. При рассмотрении нормативных возмущений следует рассматривать вызванное нормативным возмущением отключение всех ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, за исключением случая, указанного в пункте 13 Методических указаний.

20. Если нормативные возмущения приводят к работе устройств (комплексов) противоаварийной автоматики (далее – ПА) и (или) устройств сетевой автоматики, при проведении расчетов режимов и устойчивости следует рассматривать реализацию управляющих воздействий таких устройств (комплексов) ПА и (или) устройств сетевой автоматики.

21. Если нормативные возмущения приводят к снижению мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе возмущения, при проведении расчетов режимов и устойчивости следует рассматривать вызванный таким снижением мощности небаланс активной мощности.

Величина указанного небаланса активной мощности должна определяться на основе информации о фактических объемах снижения мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе таких возмущений, имеющейся у системного оператора (субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, в отношении объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств которого проводится расчетная проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы).

III. Требования к устойчивости энергосистем

22. При проведении расчетов режимов и устойчивости выполнение требований к устойчивости энергосистемы должно оцениваться на основании следующих показателей:

а) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях (K_P), определяемый по формуле:

$$K_P = \frac{P_{\text{пр}} - P}{P_{\text{пр}}}, (1),$$

где:

$P_{\text{пр}}$ – предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт);

P – переток активной мощности в контролируемом сечении в рассматриваемом режиме (МВт);

б) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (K_U), определяемый по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U_{\text{кр}}}, (2),$$

где:

U – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме (кВ);

$U_{\text{кр}}$ – критическое напряжение в узле нагрузки, определяемое в соответствии с пунктом 23 Методических указаний (кВ).

23. Критическое напряжение в узле нагрузки 35 кВ и выше должно соответствовать границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и должно определяться на основании имеющихся у системного оператора (субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, в отношении объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств которого проводится проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы) фактических данных (в том числе информации о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки), представленных потребителем электрической энергии, нагрузка энергопринимающих устройств которого рассматривается.

При отсутствии данных, представленных потребителем электрической энергии, критическое напряжение в узле нагрузки 35 кВ и выше ($U_{\text{кр}}$) должно определяться по формуле:

$$U_{\text{кр}} = 0{,}7 \cdot U_{\text{ном}}, (3),$$

где:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение электрической сети (кВ).

24. В нормальном режиме коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше:

0,10 – в случае, если в отношении контролируемого сечения выполняются условия, предусмотренные пунктом 22^1 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем;

0,20 – в иных случаях, не указанных в абзаце втором настоящего пункта Методических указаний.

25. В вынужденном режиме коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше 0,10.

26. В послеаварийном режиме[9], вызванном нормативным возмущением, коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше 0,08.

27. В нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки должен быть не меньше 0,15.

28. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, и в вынужденном режиме коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки должен быть не меньше 0,10.

29. В переходном режиме[10], вызванном нормативным возмущением, должна обеспечиваться динамическая устойчивость генерирующего оборудования электростанций.

30. В нормальном режиме в схеме электрической сети до возникновения аварийного возмущения (далее – доаварийная схема) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования не должна превышать длительно допустимой токовой нагрузки.

---

[9] Абзац сорок девятый пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
[10] Абзац сорок восьмой пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

31. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования не должна превышать аварийно допустимой в течение 20 минут токовой нагрузки.

32. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (в том числе нормативным возмущением, сопровождающимся реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети), которое приводит к отделению на изолированную работу от Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) энергосистемы (энергорайона), максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, должно обеспечиваться отсутствие полного погашения такой энергосистемы (энергорайона).

33. При определении максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должна использоваться величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в соответствии с требованиями глав IV, V и VI Методических указаний.

34. Величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении должна определяться для каждого контролируемого сечения на основании информации о фактическом изменении перетоков активной мощности в контролируемом сечении.

35. При невозможности использования информации, указанной в пункте 34 Методических указаний, величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, включающем совокупность элементов одной или нескольких электрических связей, одновременное отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированно работающие части (далее – полное контролируемое

сечение), должна определяться по формуле:

$$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{П}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{Н1}} \cdot P_{\text{Н2}}}{P_{\text{Н1}} + P_{\text{Н2}}}}, (4),$$

где:

$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{П}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт);

$P_{\text{Н1}}, P_{\text{Н2}}$ – активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы, совокупности энергосистем) с каждой из сторон контролируемого сечения (МВт);

K – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении ($\sqrt{\text{МВт}}$), принимаемый равным:

1,5 – при оперативном (по диспетчерской команде диспетчерского персонала системного оператора) регулировании перетока активной мощности в контролируемом сечении;

0,75 – при автоматическом регулировании или ограничении перетока активной мощности в контролируемом сечении.

36. Величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, включающем совокупность элементов одной или нескольких электрических связей, одновременное отключение которых не приводит к разделению энергосистемы на две изолированно работающие части (далее – частичное контролируемое сечение), должна определяться на основании величины амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в полном контролируемом сечении ($\Delta P_{\text{НК}}^{\text{П}}$), в состав которого входит частичное контролируемое сечение, в соответствии с коэффициентами распределения активной мощности между частичными контролируемыми сечениями, входящими в состав полного контролируемого сечения, по формуле:

$$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{Ч}} = \Delta P_{\text{НК}}^{\text{П}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{част}}}{\Delta P_{\text{полн}}}, (5),$$

где:

$\Delta P_{\text{нк}}^{\text{ч}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в частичном контролируемом сечении (МВт);

$\Delta P_{\text{част}}$ – приращение перетока активной мощности в частичном контролируемом сечении при увеличении перетока активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт);

$\Delta P_{\text{полн}}$ – приращение перетока активной мощности в полном контролируемом сечении при увеличении перетока активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт).

37. При определении допустимой нагрузки электростанции (единиц генерирующего оборудования) амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности механизмов собственных, производственных и хозяйственных нужд электростанции (единиц генерирующего оборудования) должна приниматься равной нулю.

38. Невыполнение требований, указанных в пунктах 26, 28, 29, 31 и 32 Методических указаний, в том числе несохранение устойчивости энергосистемы, допускается при следующих возмущениях, не являющихся нормативными:

возмущения, превышающие по тяжести нормативные возмущения;

любые дополнительные аварийные возмущения в течение 20 минут после аварийного возмущения.

39. Невыполнение требований, указанных в пунктах 26, 28, 29 и 31 Методических указаний, допускается при нормативных возмущениях, приведенных в перечне, если в послеаварийном режиме, вызванном такими нормативными возмущениями, обеспечивается ликвидация перегрузки по току ЛЭП и электросетевого оборудования действием устройств (комплексов) ПА и выполняется одно или несколько из следующих условий:

предел статической апериодической устойчивости в контролируемом сечении в послеаварийной схеме не превышает утроенной амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в рассматриваемом

контролируемом сечении;

предел статической апериодической устойчивости в контролируемом сечении снижается на 70 % и более относительно предела статической апериодической устойчивости в рассматриваемом контролируемом сечении в доаварийной схеме;

увеличение перетока активной мощности в контролируемом сечении (включая изменение перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА) составляет 50 % и более предела статической апериодической устойчивости в рассматриваемом контролируемом сечении в доаварийной схеме.

40. Невыполнение требований, указанных в пунктах 26, 28, 29 и 32 Методических указаний, в том числе несохранение устойчивости энергосистемы, допускается в вынужденном режиме при нормативных возмущениях.

IV. Определение максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

41. Определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется на основе значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 42–47 Методических указаний и соответствующих следующим критериям:

а) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 24 Методических указаний;

б) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, составляет не менее значения,

указанного в пункте 26 Методических указаний;

в) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, составляет не менее значения, указанного в пункте 28 Методических указаний;

г) динамическая устойчивость генерирующего оборудования электрических станций обеспечивается после нормативного возмущения;

д) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, соответствует пункту 31 Методических указаний;

е) полное погашение дефицитной энергосистемы (энергорайона), максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности такой энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, в случае отделения такой энергосистемы (энергорайона) на изолированную работу от Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) в результате нормативного возмущения, в том числе сопровождающегося реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети, отсутствует.

42. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «а» пункта 41 Методических указаний (P_{M1}), должно определяться по одной из следующих формул:

а) в случае, если в отношении контролируемого сечения выполняются условия, предусмотренные пунктом 22^1 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, – по формуле:

$$P_{M1} = 0{,}9 \cdot P_{пр}, \quad (6);$$

б) в иных случаях, не указанных в подпункте «а» настоящего пункта Методических указаний, – по формуле:

$$P_{M1} = 0{,}8 \cdot P_{пр}, (7).$$

43. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «б» пункта 41 Методических указаний (P_{M2}), должно определяться по формуле:

$$P_{M2} = P_{д/ав}(P_{п/ав}) + \Delta P_{ПА}, (8),$$

где:

$P_{п/ав}$ – допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт), определяемый по формуле:

$$P_{п/ав} = 0{,}92 \cdot P_{пр}^{п/ав}, (9),$$

где:

$P_{пр}^{п/ав}$– предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт);

$P_{д/ав}(P_{п/ав})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт);

$\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА (МВт).

44. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «в» пункта 41 Методических указаний (P_{M3}), должно определяться по формуле:

$$P_{M3} = P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп}) + \Delta P_{ПА}, (10),$$

где:

$U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (кВ), определяемое по формуле:

$$U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}} = 1{,}1 \cdot U_{\text{кр}}, (11);$$

$P_{\text{д/ав}}\left(U_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}\right)$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт).

45. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «г» пункта 41 Методических указаний ($P_{\text{М4}}$), должно определяться по формуле:

$$P_{\text{М4}} = P_{\text{дин}}^{\text{пред}} + \Delta P_{\text{ПА}}^{\text{ДУ}}, (12),$$

где:

$P_{\text{дин}}^{\text{пред}}$ – предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении;

$\Delta P_{\text{ПА}}^{\text{ДУ}}$– приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА, обеспечивающих динамическую устойчивость генерирующего оборудования электростанций.

46. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «д» пункта 41 Методических указаний ($P_{\text{М5}}$), должно определяться по формуле:

$$P_{\text{М5}} = P_{\text{д/ав}}\left(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}\right) + \Delta P_{\text{ПА}}, (13),$$

где:

$I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ – аварийно допустимая токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования) (А);

$P_{\text{д/ав}}\left(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}\right)$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой

нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт).

47. Для контролируемого сечения, отключение всех связей которого (в том числе отключение шунтирующих его связей при их наличии) в результате единичного нормативного возмущения, в том числе сопровождающегося реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети, приводит к отделению на изолированную работу от Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) дефицитной энергосистемы (энергорайона), максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности такой энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в направлении дефицитной энергосистемы (энергорайона) по критерию, указанному в подпункте «е» пункта 41 Методических указаний ($P_{М6}$), не должно превышать значения, определяемого по формуле:

$$P_{М6} = 0{,}4 \cdot \left(P_{потр} - \Delta P_{ПА}\right) + \Delta P_{ПА}, \quad (14),$$

где $P_{потр}$ – потребление активной мощности в энергосистеме (энергорайоне), отделяющейся на изолированную работу от Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) (МВт).

48. Значение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{М}$) должно соответствовать минимальному из значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 42–47 Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_{\text{М}} = \min\{P_{\text{М1}} \dots P_{\text{М6}}\} - \Delta P_{\text{нк}}, (15),$$

где $\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении (МВт), определяемая в соответствии с пунктами 34–37 Методических указаний.

49. Для значения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 48 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения следующих условий:

а) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в нормальном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 27 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в нормальном режиме в доаварийной схеме соответствует пункту 30 Методических указаний.

50. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в случае невыполнения условий, указанных в пункте 49 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

51. При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), для определения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении должно использоваться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 49 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{\text{М}}$), определенное по формуле:

$$P_{\text{М}} = P\left(U_{\text{д/ав}}^{\text{доп}}\right) - \Delta P_{\text{нк}}, (16),$$

где:

$U_{\text{д/ав}}^{\text{доп}}$– допустимое напряжение в узле нагрузки в доаварийной схеме (кВ), определенное по формуле:

$$U_{\text{д/ав}}^{\text{доп}} = 1{,}15 \cdot U_{\text{кр}}, \quad (17);$$

$P\left(U_{\text{д/ав}}^{\text{доп}}\right)$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в доаварийной схеме (МВт);

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний, или в контролируемом сечении ($P_{\text{М}}$), определенное по формуле:

$$P_{\text{М}} = P\left(I_{\text{длит}}^{\text{доп}}\right) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (18),$$

где:

$I_{\text{длит}}^{\text{доп}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний (А);

$P\left(I_{\text{длит}}^{\text{доп}}\right)$ – переток активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний, или в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий длительно допустимой токовой нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) (МВт).

52. Аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен соответствовать следующему критерию: коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 26 Методических указаний.

53. Значение аварийно допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{\text{А}}$) по критерию, указанному в пункте 52

Методических указаний, должно определяться по формуле:

$$P_{\text{А}} = 0{,}92 \cdot P_{\text{пр}}, \text{ (19)}.$$

V. Определение допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

54. Определение допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении должно осуществляться на основе значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 55 и 56 Методических указаний и соответствующих следующим критериям:

а) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 25 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, соответствует пункту 31 Методических указаний.

55. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «а» пункта 54 Методических указаний ($P_{\text{В1}}$), должно определяться по формуле:

$$P_{\text{В1}} = 0{,}9 \cdot P_{\text{пр}}, \text{ (20)}.$$

56. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «б» пункта 54 Методических указаний ($P_{\text{В2}}$), должно определяться по формуле:

$$P_{\text{В2}} = P_{\text{д/ав}}\left(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}\right) + \Delta P_{\text{ПА}} \text{ (21)}.$$

57. Значение допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{\text{В}}$) должно соответствовать минимальному из значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 55 и 56

Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_{\text{В}} = \min\{P_{\text{В1}} \dots P_{\text{В2}}\} - \Delta P_{\text{нк}}, (22).$$

58. Для значения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 57 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения следующих условий:

а) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в вынужденном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 28 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в вынужденном режиме (в исходной схеме) не должна превышать допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности перегрузки.

59. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в случае невыполнения условий, указанных в пункте 58 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

60. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы для определения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении системным оператором должно использоваться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 58 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{\text{В}}$), определенное по формуле:

$$P_{\text{В}} = P(U_{\text{в}}^{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, (23),$$

где:

$U_{в}^{доп}$ допустимое напряжение в узле нагрузки в доаварийной схеме (кВ), определенное по формуле:

$$U_{в}^{доп} = 1{,}1 \cdot U_{кр}, \quad (24);$$

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности ($P_{В}$) по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний, или в контролируемом сечении, определенное по формуле:

$$P_{В} = P\left(I_{доп}\right) - \Delta P_{нк} \quad (25),$$

где:

$I_{доп}$ – допустимая, определяемая исходя из допустимой величины и длительности перегрузки токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний (А);

$P\left(I_{доп}\right)$ – переток активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний, или в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимой, определяемой исходя из допустимой величины и длительности перегрузки токовой нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) (МВт).

VI. Определение максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, включающих только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ

61. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должен определяться в соответствии с критериями и требованиями, предусмотренными подпунктами «в», «д» и «е» пункта 41, пунктами 44, 46 и 47 Методических указаний.

Значение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении ($P_{М}$), включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно соответствовать минимальному из значений допустимого перетока активной мощности в таком контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 44, 46 и 47 Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_{М} = \min\{P_{М3}, P_{М5}, P_{М6}\} - \Delta P_{нк}, \quad (26).$$

62. Для значения максимально допустимого перетока активной мощности, определенного в соответствии с пунктом 61 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения условий, указанных в пункте 49 Методических указаний.

При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в случае невыполнения условий, указанных в пункте 49 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), в случае невыполнения условий, указанных в пункте 49 Методических указаний, определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно осуществляться в соответствии с пунктом 51 Методических указаний.

63. Допустимый в вынужденном режиме переток активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должен определяться в соответствии с критериями и требованиями, предусмотренными подпунктом «б» пункта 54

и пунктом 56 Методических указаний.

64. Для значения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 63 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения условий, предусмотренных пунктом 58 Методических указаний.

При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в случае невыполнения условий, указанных в пункте 58 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), в случае невыполнения условий, указанных в пункте 58 Методических указаний, определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно осуществляться в соответствии с пунктом 60 Методических указаний.

VII. Меры по обеспечению устойчивости энергосистемы при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы

65. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы для обеспечения устойчивости энергосистемы системным оператором:

в дополнение к контролю обеспечения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 48 или 61 Методических указаний, должен быть обеспечен контроль параметров электроэнергетического режима на основании

результатов проверки выполнения условий, указанных в пункте 49 Методических указаний;

в дополнение к контролю обеспечения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 57 или 63 Методических указаний, должен быть обеспечен контроль параметров электроэнергетического режима на основании результатов проверки выполнения условий, указанных в пункте 58 Методических указаний.

66. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы системным оператором должен осуществляться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 49 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимого напряжения в узле нагрузки, для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «а» пункта 49 Методических указаний, определенного по формуле (17), или допустимого напряжения в контрольном пункте по напряжению, регулирование напряжения в котором осуществляется для регулирования напряжения в указанном узле нагрузки;

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний, – контроль обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний.

67. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в вынужденном режиме системным оператором должен осуществляться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 58 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимого напряжения в узле нагрузки, для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «а» пункта 58 Методических указаний, определенного по формуле (24), или допустимого напряжения в контрольном пункте по напряжению,

регулирование напряжения в котором осуществляется для регулирования напряжения в указанном узле нагрузки;

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимой (определенной исходя из допустимой величины и длительности перегрузки) токовой нагрузки ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 58 Методических указаний.

Приложение
к Методическим указаниям
по устойчивости энергосистем,
утвержденным приказом Минэнерго
России от 6 июня № 765

Перечень нормативных возмущений с указанием номинального напряжения сетевых элементов, для которых они рассматриваются

№ п/п	Нормативное возмущение	Номинальное напряжение линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, для которых рассматриваются нормативные возмущения, кВ
1	Отключение линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора (далее – сетевой элемент) основной защитой при однофазном коротком замыкании (далее – КЗ) с неуспешным автоматическим повторным включением (далее – АПВ)	110 – 750
2	Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	110 – 220
3	Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	330 – 500
4	Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	110 – 500
5	Отключение сетевого элемента	35
6	Максимальный аварийный небаланс активной мощности, связанный с: а) отключением генератора; б) отключением генераторов энергоблока парогазовой установки; в) отключением генераторов атомной электрической станции, подключенных к одному реакторному блоку; г) изменением активной мощности солнечных электростанций; д) изменением активной мощности ветровых электростанций; е) отключением одного полюса биполярной передачи постоянного тока; ж) отключением одного модуля вставки постоянного тока.	

Приложение № 2
к приказу Минэнерго России
от 6 мая 2026 г. № 765

ИЗМЕНЕНИЯ,
которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России

1. В требованиях к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 12 июля 2018 г. № 548[11]:

а) дополнить пунктами 67^1 и 67^2 следующего содержания:

«67^1. В случае если при работе с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях, в отношении которых выполняются условия, предусмотренные пунктом 22^1 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, в диапазоне от МДП до МДП, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, будут выявлены риски работы с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях свыше аварийно допустимых значений при отсутствии нормативных возмущений, а также в случае выявления рисков превышения токовой нагрузкой ЛЭП и электросетевого оборудования аварийно допустимой токовой нагрузки при отсутствии нормативных возмущений диспетчерский персонал, осуществляющий регулирование перетоков активной мощности в таких контролируемых сечениях, диспетчерский и (или)

[11] Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный № 51938; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 99 (зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный № 54038), от 4 октября 2022 г. № 1070 (зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384), от 9 декабря 2024 г. № 2398 (зарегистрирован Минюстом России 28 декабря 2024 г., регистрационный № 80837), от 21 июля 2025 г. № 793 (зарегистрирован Минюстом России 28 августа 2025 г., регистрационный № 83378), от 30 октября 2025 г. № 1427 (зарегистрирован Минюстом России 30 марта 2026 г., регистрационный № 85786).

оперативный персонал, осуществляющий регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, должен принять меры к устранению указанных рисков посредством:

загрузки генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;

разгрузки генерирующего оборудования электростанций в передающей части энергосистемы, в том числе разгрузки ВЭС (СЭС) вплоть до полного отключения ВЭС (СЭС);

изменения топологии электрической сети, приводящей к увеличению МДП и (или) к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования;

включения аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого и (или) генерирующего оборудования, включенное состояние которых приводит к увеличению МДП и (или) к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования;

использования допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;

разгрузки генерирующего оборудования электростанций до технического минимума в передающей части энергосистемы, с последующим его отключением в случае необходимости;

перевода нагрузки из приемной части энергосистемы в смежные энергорайоны;

изменения графиков сальдо перетоков мощности энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России, в согласованном объеме.

67^2. При недостаточности мероприятий, предусмотренных пунктом 67^1 Правил, для устранения рисков работы с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях свыше аварийно допустимых значений при отсутствии нормативных возмущений или рисков превышения токовой нагрузкой ЛЭП и электросетевого оборудования аварийно допустимой токовой

нагрузки при отсутствии нормативных возмущений вводятся ГВО в приемной части энергосистемы.»;

б) в абзаце первом пункта 69 слов «допустимых значений, ЛЭП» заменить словами «допустимых значений и работа с токовой нагрузкой ЛЭП».

2. В Правилах переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757[12]:

а) пункт 88^1 изложить в следующей редакции:

«88^1. Подготовка субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике электроэнергетического режима энергосистемы при операциях с коммутационными аппаратами должна осуществляться только для отключений ЛЭП и оборудования, которые вызваны возможным повреждением указанных коммутационных аппаратов и соответствуют отключениям при нормативных возмущениях, установленных Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765 [1(1)].»;

б) пункт 88^1 дополнить сноской 1(1) следующего содержания:

«[1(1)] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 84802.»;

в) абзац первый пункта 88^3 после слов «в КРУЭ,» дополнить словами «элегазовыми выключателями,».

3. В требованиях к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики,

---

[12] Зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный № 52754, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 23 июня 2022 г. № 582 (зарегистрирован Минюстом России 29 июля 2022 г., регистрационный № 69462), от 12 августа 2022 г. № 811 (зарегистрирован Минюстом России 7 октября 2022 г., регистрационный № 70433), от 4 октября 2022 г. № 1070 (зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384), от 1 сентября 2023 г. № 714 (зарегистрирован Минюстом России 20 декабря 2023 г., регистрационный № 76509), от 9 декабря 2024 г. № 2398 (зарегистрирован Минюстом России 28 декабря 2024 г., регистрационный № 80837), от 8 апреля 2026 г. № 343 (зарегистрирован Минюстом России 15 июня 2026 г., регистрационный № 87018).

утвержденных приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101[13]:

а) в пункте 121 слова «предусмотренных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023)» заменить словами «предусмотренных Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[1].»;

б) пункт 121 дополнить сноской 1 следующего содержания:

«[1] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87862.»;

в) абзац первый пункта 127 изложить в следующей редакции:

«127. При оснащении объектов электроэнергетики устройствами, реализующими функцию АОСЧ, и обеспечении их функционирования должны соблюдаться положения разделов 1 – 10 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»[2] (далее – ГОСТ Р 58335-2018) и приложений А и Б к ГОСТ Р 58335-2018.»;

г) абзац первый пункта 127 дополнить сноской 2 следующего содержания:

«[2] Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 28 декабря 2018 г. № 1181-ст (М., Стандартинформ, 2018); с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 15 января 2025 г. № 3-ст (ИУС «Национальные стандарты», 2025).».

---

[13] Зарегистрирован Минюстом России 25 апреля 2019 г., регистрационный № 54503; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537), от 1 декабря 2023 г. № 1104 (зарегистрирован Минюстом России 16 января 2024 г., регистрационный № 76866).

4. В Правилах перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условиях работы в вынужденном режиме, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 99[14]:

а) в пункте 5 слова «определенных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023)» заменить словами «определенных Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[1]»;

б) пункт 5 дополнить сноской 1 следующего содержания:

«[1] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026 регистрационный № 87802.»;

в) пункт 11 изложить в следующей редакции:

«11. Переход энергосистемы на работу в вынужденном режиме не допускается, если максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении ограничивается (определяется) необходимостью обеспечения любого из следующих критериев:

допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и (или) электросетевого оборудования в нормальной (ремонтной) схеме (в послеаварийном режиме после нормативного возмущения), если отключение (оперативное или автоматическое) указанных линий электропередачи (электросетевого оборудования) недопустимо;

нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в нормальной (ремонтной) схеме, установленного для контролируемого сечения, для которого выполняются

---

[14] Зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный № 54038; с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 8 ноября 2023 г. № 1017 (зарегистрирован Минюстом России 12 февраля 2024 г., регистрационный № 77229).

условия, предусмотренные пунктом 22[1] Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.».

5. В Методических указаниях по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденных приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 857[15]:

а) в пункте 189 слова «в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023)» заменить словами «в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[1]»;

б) пункт 189 дополнить сноской 1 следующего содержания:

«[1] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87802.».

6. В Правилах разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195[16]:

а) пункт 26 изложить в следующей редакции:

«26. Исходными данными, предоставляемыми системным оператором, являются:

---

[15] Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58155; с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 9 декабря 2024 г. № 2398 (зарегистрирован Минюстом России 28 декабря 2024 г., регистрационный № 80837).

[16] Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920), от 17 февраля 2023 г. № 82 (зарегистрирован Минюстом России 17 марта 2023 г., регистрационный № 72619), от 28 апреля 2023 г. № 289 (зарегистрирован Минюстом России 23 июня 2023 г., регистрационный № 73959).

информация о характерной загрузке существующих и иных планируемых к строительству (реконструкции) электростанций в энергорайоне, на территории которого планируется строительство (реконструкция, увеличение максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии или технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, определяемой в соответствии с пунктом 6 приложения № 1 к Правилам, предоставляемая отдельно либо в составе перспективных расчетных моделей энергосистем или их фрагментов, указанных в абзаце первом пункта 24 Правил;

результаты последнего обработанного контрольного замера в электрической сети территориальной энергосистемы, на территории которой расположены (будут расположены) объект по производству электрической энергии или энергопринимающие устройства заявителя, и смежных территориальных энергосистем, моделирование и расчет электроэнергетических режимов которых необходимы в соответствии с техническим заданием (далее – соответствующая территориальная энергосистема), или расчетная модель соответствующей территориальной энергосистемы, актуализированная на основе результатов последнего обработанного контрольного замера;

нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики[1] соответствующей территориальной энергосистемы, действующая на дату получения запроса;

информация о фактическом изменении активной мощности солнечных, ветровых электростанций, расположенных в энергорайоне, указанном в абзаце втором настоящего пункта, в течение 10 минут вследствие изменения погодных условий (освещенность, сила и направление ветра) – при наличии в энергорайоне солнечных и (или) ветровых электростанций;

информация о фактических объемах снижения мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе нормативных возмущений в энергорайоне, указанном в абзаце втором настоящего пункта, имеющаяся у системного оператора;

фактические данные о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки и критическом напряжении, при котором обеспечивается статическая устойчивость электродвигательной нагрузки потребителей электрической энергии, энергопринимающие устройства которых расположены в энергорайоне, указанном в абзаце втором настоящего пункта, имеющиеся у системного оператора.»;

б) абзац четвертый пункта 26 дополнить сноской 1 следующего содержания:

«[1] Абзац тридцать первый пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937.»;

в) дополнить пунктом 26^1 следующего содержания:

«26^1. Предусмотренные абзацами шестым и седьмым пункта 26 Правил исходные данные предоставляются системным оператором при наличии у него такой информации.»;

г) дополнить пунктами 27^1 и 27^2 следующего содержания:

«27^1. Исходными данными, предоставляемыми сетевой организацией в отношении потребителей электрической энергии, энергопринимающие устройства которых присоединены к ее электрическим сетям, а также непосредственно потребителями электрической энергии, являются:

информация о фактических объемах снижения мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе нормативных возмущений в энергорайоне, указанном в абзаце втором пункта 26 Правил;

фактические данные о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки и критическом напряжении, при котором обеспечивается статическая устойчивость электродвигательной нагрузки потребителей электрической энергии, энергопринимающие устройства которых расположены в энергорайоне, указанном в абзаце втором пункта 26 Правил.

27^2. Исходные данные, предусмотренные пунктом 27^1 Правил, предоставляются сетевой организацией при наличии у нее такой информации.»;

д) абзац первый пункта 28 после слов «другой субъект электроэнергетики» дополнить словами «, потребитель электрической энергии»;

е) в приложении № 1:

в абзаце первом пункта 5 слова «в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023)» заменить словами «в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[2]»;

абзац первый пункта 5 дополнить сноской 2 следующего содержания:

«[2] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87802.»;

дополнить пунктом 8[1] следующего содержания:

«8[1]. В случаях, указанных в пункте 11 настоящего приложения и пункте 189 Методических указаний по проектированию развития энергосистем, при разработке схемы выдачи мощности должны быть выполнены предусмотренные указанными пунктами настоящего приложения и Методических указаний по проектированию развития энергосистем расчеты для аварийных возмущений, не являющихся нормативными.»;

пункт 11 изложить в следующей редакции:

«11. При наличии в распределительном устройстве объекта по производству электрической энергии (далее – РУ электростанции) «мертвых зон» при разработке схемы выдачи мощности должны быть выполнены расчеты динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии при аварийных возмущениях, вызванных однофазными короткими замыканиями в «мертвой зоне» РУ электростанции. При выявлении по результатам указанных расчетов нарушения

динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии при таких аварийных возмущениях в условиях обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в любой другой точке РУ электростанции, необходимо предусмотреть реализацию технических решений для исключения «мертвых зон» в РУ электростанции.»;

ж) в приложении № 2:

в абзаце первом пункта 4 слова «в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023)» заменить словами «в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[3],»;

абзац первый пункта 4 дополнить сноской 3 следующего содержания:

«[3] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 79102.».

7. В Методических указаниях по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35–750 кВ, утвержденных приказом Минэнерго России от 31 августа 2022 г. № 884[17]:

а) абзац первый пункта 14 изложить в следующей редакции:

«14. При проектировании ЛЭП должна проводиться расчетная проверка значений максимально допустимых перетоков активной мощности в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем,

---

[17] Зарегистрирован Минюстом России 12 декабря 2022 г., регистрационный № 71451; с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 3 сентября 2024 г. № 1194 (зарегистрирован Минюстом России 20 марта 2025 г., регистрационный № 81606).

утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[19] (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем).»;

б) сноску 19 к абзацу первому пункта 14 изложить в следующей редакции:

«[19] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87462.».

8. В Методических указаниях по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286[18]:

а) абзац четвертый пункта 9 изложить в следующей редакции:

«выполнение требований Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[2] (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем);»;

б) сноску 2 к абзацу четвертому пункта 9 изложить в следующей редакции:

«[2] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87462.».

в) пункт 171 после слов «динамической устойчивости» дополнить словами «, электромеханических переходных процессов»;

г) пункт 172 дополнить подпунктом следующего содержания:

«д) определение сечений асинхронного хода и (или) сетевых элементов, входящих в такие сечения, не оснащенных устройствами автоматики ликвидации асинхронного режима.»;

д) в пункте 185:

в абзаце третьем подпункта «в» слова «пунктами 187 и 188» заменить словами «пунктом 187»;

абзац третий подпункта «д» изложить в следующей редакции:

«схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного

---

[18] Зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920; с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 12 июля 2024 г. № 864 (зарегистрирован Минюстом России 11 сентября 2024 г., регистрационный № 79427).

возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора);»;

е) пункт 187 изложить в следующей редакции:

«187. При рассмотрении нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора, в качестве единичной ремонтной схемы электрической сети (схемы после нормативного возмущения (свыше 20 мин) в нормальной схеме электрической сети) должно рассматриваться отключенное состояние только одного сетевого элемента, на котором произошло короткое замыкание.»;

ж) пункт 188 признать утратившим силу;

з) пункт 189 изложить в следующей редакции:

«189. Возмущения, не являющиеся нормативными в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, при планировании развития электрической сети рассмотрению не подлежат, за исключением случаев:

а) выполнения расчетов динамической устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей при отключении трехфазного короткого замыкания с неуспешным автоматическим повторным включением линии электропередачи резервными защитами при выводе из работы основной защиты в нормальной и ремонтной схемах, а также при отключении однофазного короткого замыкания с отказом одного выключателя в нормальной схеме для определения необходимости установки двух комплектов основных защит на линиях электропередачи классом напряжения 110–220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, в соответствии с требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101[31];

б) выполнения расчетов динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии при аварийных возмущениях, вызванных однофазными короткими замыканиями в «мертвой зоне» распределительного устройства электростанции, для определения необходимости реализации технических решений, обеспечивающих исключение «мертвых зон» в распределительном устройстве электростанции;

в) выполнения расчетов электромеханических переходных процессов для определения необходимости и мест установки устройств автоматики ликвидации асинхронного режима. При этом должны рассматриваться не являющиеся нормативными аварийные возмущения в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, приводящие к нарушению динамической устойчивости.»;

и) сноску 31 к пункту 189 изложить в следующей редакции:

«[31] Зарегистрирован Минюстом России 25 апреля 2019 г., регистрационный № 54503; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537), от 1 декабря 2023 г. № 1104 (зарегистрирован Минюстом России 16 января 2024 г., регистрационный № 76866).»;

к) в пункте 200:

абзац третий подпункта «а» изложить в следующей редакции:

«в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний, за исключением случая рассмотрения нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора;»;

абзац третий подпункта «б» изложить в следующей редакции:

«в подпунктах «б» и «г» пункта 185 Методических указаний, за исключением случая рассмотрения нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора;»;

л) в пункте 201:

абзац второй подпункта «а» изложить в следующей редакции:

«в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора, исходя из необходимости включения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;»;

абзацы второй и третий подпункта «б» изложить в следующей редакции:

«в подпункте «б» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора, исходя из необходимости включения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;

в подпункте «г» пункта 185 Методических указаний – в случае рассмотрения нормативного возмущения, в результате которого отключается более одной линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора, исходя из необходимости включения нагрузки потребителей, отключенной действием существующих и (или) проектируемых устройств (комплексов) противоаварийной автоматики;»;

м) в пункте 240:

в подпункте «а» слово «электростнации» заменить словом «электростанции»;

в подпункте «в»:

из абзаца второго слова «группы I, II или III» исключить;

из абзаца третьего слова «группы I или II» исключить;

в подпункте «г»:

из абзаца второго слова «группы I, II или III» исключить;

абзац третий признать утратившим силу;

из абзаца четвертого слова «группы I или II» исключить;

подпункт «д» изложить в следующей редакции:

«д) для всех типов электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства в нормальной и единичной ремонтной схеме при возникновении нормативного возмущения допускается воздействие противоаварийной автоматики на импульсную разгрузку турбин;».

9. В Методических указаниях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 января 2024 г. № 6[19]:

а) в абзаце четвертом пункта 15 слова «в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630[8]» заменить словами «в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 июля 2026 г. № 765[8]»;

б) сноску 8 к абзацу четвертому пункта 15 изложить в следующей редакции:

«[8] Зарегистрирован Минюстом России 11.08.2026, регистрационный № 87802.».

[19] Зарегистрирован Минюстом России 1 июля 2024 г., регистрационный № 78714.