

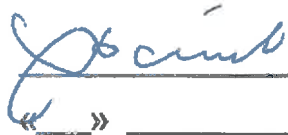
СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра


Ф.В. Шилков
«13» августа 2026 г.

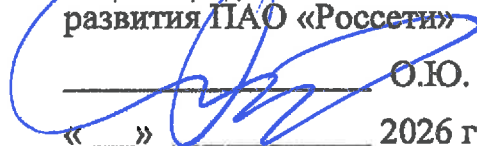
УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
АО «Корпорация развития
Орловской области»


С.Н. Гостев
«__» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:

Директор по взаимодействию
с потребителями - начальник
Департамента технологического
развития ПАО «Россети»


О.Ю. Клинков
«__» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
Главный инженер филиала
ПАО «Россети Центр»-
«Орелэнерго»


Д.В. Константинов
«__» _____ 2026 г.

**Техническое задание
на выполнение работы по разработке схемы внешнего
электроснабжения энергопринимающих устройств особой экономической
зоны промышленно-производственного типа «Орел», расположенной на
территории Орловской области, г. Мценск**

1. Основания выполнения работы

Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

2. Цель работы

Разработка схемы внешнего электроснабжения (далее – СВЭ) энергопринимающих устройств особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Орел», расположенной на территории Орловской области, в связи с планируемым в 2028 году вводом новых энергопринимающих устройств суммарной мощностью 23 МВт и увеличением максимальной мощности до 63 МВт.

Категория надежности электроснабжения – II (вторая).

Этапы ввода энергопринимающих устройств – один этап.

3. Стадийность проектирования

Внестадийная работа.

4. Этапность выполнения работы

Работа выполняется в два этапа. Требования к содержанию работ, выполняемых на каждом этапе разработки внестадийной работы, приведены в разделе 5 настоящего технического задания.

5. Требования к выполнению работы и ее результатам

Этап 1.

5.1. В работе должен быть проведен краткий анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона энергосистемы Орловской области (далее – Энергорайон) и разработать основные показатели развития электроэнергетики Энергорайона с оценкой уровня потребления электрической энергии и мощности в отдельных узлах, суточного графика нагрузки, балансов мощности и электрической энергии. При разработке СВЭ энергопринимающих устройств, влияющих на режим работы прилегающего энергорайона, должны также рассматриваться балансы мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов.

В работе должны быть разработаны балансы мощности и электрической энергии Энергорайона с учетом очередности и объема мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей.

Проведение указанного в настоящем пункте анализа существующего баланса мощности и электрической энергии Энергорайона и разработка балансов мощности и электрической энергии Энергорайона должны осуществляться:

- на год ввода в работу энергопринимающих устройств;
- на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетических систем России, актуальной на момент разработки внестадийной работы (далее – СиПР ЭЭС России, Расчетный период соответственно).

5.2. В работе должен быть проведен анализ режима работы основной электрической сети напряжением 110 кВ и выше (в случае если СВЭ предусматривается присоединение энергопринимающих устройств заявителя в электрическую сеть напряжением 6 - 35 кВ, также электрической сети напряжением 6 - 35 кВ соответственно) (далее – электрическая сеть напряжением (6 - 35 кВ) 110 кВ и выше) Энергорайона на основании фактического баланса мощности и электрической энергии и параметров электроэнергетического режима за дни контрольных замеров.

С учетом результатов указанного анализа и расчетов, проводимых в соответствии с требованиями настоящего технического задания, должна быть разработана схема основной электрической сети напряжением (6 - 35) 110 кВ и

выше Энергорайона на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период.

5.3. В работе должны быть определены варианты технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств (не менее двух) и дополнительно варианты по предложениям согласующих сторон.

5.4. При определении технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей должна быть учтена заявленная категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя.

Технические решения по внешнему электроснабжению должны обеспечивать сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электрической энергии) для прочих потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату первичного предоставления проекта СЭВ на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления присоединены к электрическим сетям, а также не ухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства.

5.5. Для определения основных технических решений по СВЭ в работе должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах 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 03.08.2018 № 630 (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем), и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем), на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением (6 - 35) 110 кВ и выше Энергорайона необходимо рассматривать режимы зимнего максимума потребления мощности, зимнего минимума потребления мощности, летнего максимума потребления мощности и летнего минимума потребления мощности. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической формах.

При проведении расчетов электроэнергетических режимов необходимо учитывать существующие устройства сетевой автоматики и устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее – ПА), установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше Энергорайона.

Результаты расчетов установившихся режимов должны быть представлены по форме приложения 2 к настоящему техническому заданию.

5.6. На основании результатов расчетов и технико-экономического сравнения вариантов должен быть определен рекомендуемый вариант

технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств заявителя (далее – Рекомендуемый вариант).

При технико-экономическом сравнении вариантов технических решений в качестве Рекомендуемого варианта выбирается вариант технических решений, обеспечивающий техническую возможность внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя, суммарные дисконтированные затраты на реализацию которого с учетом всего перечня мероприятий для СВЭ, выполняемых всеми собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, являются наименьшими.

Этап 2.

5.7. При разработке СВЭ для рекомендуемого варианта должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети Энергорайона для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

На основании результатов указанных расчетов должны быть определены предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях, на максимально допустимые перетоки активной мощности, в которых оказывают влияние состав и (или) технологический режим работы элементов СВЭ.

Результаты расчетов допустимых перетоков активной мощности должны быть приведены по форме приложения 1 к настоящему техническому заданию.

5.8. В случае если результаты расчетов статической устойчивости в электрической сети Энергорайона для Рекомендуемого варианта не удовлетворяют требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, либо выявлена необходимость увеличения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях, должны быть разработаны мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети Энергорайона (усиление электрической сети, установка и (или) модернизация устройств (комплексов) ПА с определением принципов действия, необходимых видов, объемов и дискретности управляющих воздействий ПА) на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период.

5.9. В работе для Рекомендуемого варианта должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания в электрической сети (6 – 35) 110 кВ и выше Энергорайона на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период и выполнена оценка соответствия коммутационного оборудования токам короткого замыкания на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше Энергорайона. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и в графической формах.

По результатам расчетов должны быть определены требования к оборудованию объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя и технические решения по замене оборудования на других

объектах электроэнергетики Энергорайона и/или разработаны мероприятия по ограничению токов короткого замыкания.

5.10. Указанные в пунктах 5.5, 5.7, 5.9 настоящего технического задания расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости и токов короткого замыкания должны проводиться на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период.

5.11. Расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости и токов короткого замыкания, выполняемые в соответствии с требованиями пунктов 5.5, 5.7 и 5.9 настоящего технического задания, должны осуществляться с использованием расчетных моделей, сформированных на основании перспективных расчетных моделей электроэнергетической системы или их фрагментов, полученных от Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82, путем запроса, направляемого Заказчиком или привлеченной им проектной организацией.

Расчетные модели формируются на год ввода в работу энергопринимающих устройств и на Расчетный период.

При направлении материалов с результатами расчетов электроэнергетических режимов, статической устойчивости и токов короткого замыкания на согласование в адрес Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, сетевой организации, к электрическим сетям которых планируется осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств (далее – сетевая организация), и владельцев объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению объекта заявителя к электрическим сетям, должны быть приложены расчетные модели с учетом определенных в работе технических решений по СВЭ энергопринимающих устройств заявителя и технических решений по развитию электрических сетей (при первичном направлении результатов расчетов и при внесении изменений в направленные ранее расчетные модели).

5.12. В работе для Рекомендуемого варианта должен быть выполнен анализ уровней напряжения в точке присоединения энергопринимающих устройств Заявителя и в прилегающей электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше. Энергорайона на год ввода в работу энергопринимающих устройств и определены технические решения по установке необходимых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии.

В работе для энергопринимающих устройств заявителя, функционирование которых может оказать влияние на качество электрической энергии в части несинусоидальности напряжения, несимметрии напряжений и (или) колебаний напряжения, также должен быть выполнен анализ их влияния на указанные

показатели качества электрической энергии в точке присоединения и в прилегающей электрической сети и разработаны мероприятия по предотвращению нарушения требований к качеству электрической энергии.

5.13. В работе должен быть выполнен анализ существующих комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) и каналов связи для функционирования РЗА в Энергорайоне, а также на объекте заявителя.

5.14. В работе для Рекомендуемого варианта должны быть определены основные технические решения по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА и каналами связи для функционирования РЗА (включая функциональные схемы таких комплексов и устройств РЗА и схемы организации каналов связи для функционирования РЗА, учитывающие схемы их размещения), подключению энергопринимающих устройств заявителя под действия устройств (комплексов) ПА в соответствии с требованиями:

- Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;

- нормативных правовых актов Минэнерго России, утвержденных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;

- Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442;

- Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290.

5.15. В работе для Рекомендуемого варианта должна быть разработана карта-схема электрической сети Энергорайона.

5.16. В работе для Рекомендуемого варианта должны быть проведена предварительная проработка вариантов размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП.

5.17. В работе должны быть приведены технические параметры и характеристики вводимого (реконструируемого) оборудования, планируемого к строительству (реконструкции) в соответствии с Рекомендуемым вариантом, по форме, предусмотренной приложением № 3 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340.

5.18. В работе для Рекомендуемого варианта должна быть проведена предварительная оценка капитальных затрат на реализацию технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств, включая ориентировочные затраты на реализацию технических решений по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА (с разделением затрат на

реализацию технических мероприятий по объектам электроэнергетики, необходимость реализации технических мероприятий на которых предусмотрена Рекомендуемым вариантом).

5.19. При технико-экономическом сравнении вариантов внешнего электроснабжения в соответствии с пунктом 5.6 настоящего технического задания и предварительной оценке капитальных затрат на реализацию технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей, в том числе технических решений, планируемых к реализации на объектах смежных сетевых организаций, для Рекомендуемого варианта затраты на реализацию мероприятий на объектах электросетевого хозяйства должны определяться с учетом Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденных приказом Минэнерго России от 26.02.2024 № 131.

Рекомендуемая форма представления результатов расчета капитальных затрат приведена в приложении 3 к настоящему техническому заданию.

5.20. При разработке СВЭ необходимо руководствоваться следующими нормативными документами:

- Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;

- 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;

- Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442;

- Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290;

- Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;

- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070;

- Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;

- 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 13.02.2019 № 101;

– Требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;

– Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81;

– Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82;

– Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195;

– Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340;

– Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;

– Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.02.2024 № 131;

– ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения устойчивости. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59372-2026 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

– 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»;

– другими нормативными документами.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном перечне.

5.21. В работе для Рекомендуемого варианта должен быть приведен итоговый перечень мероприятий, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств.

5.22. При выполнении работы выполнить координацию со следующими документами:

– СиПР ЭЭС, разработанными и утвержденными в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556;

– федеральными целевыми программами;

– утвержденными инвестиционными программами субъектов электроэнергетики;

– отчетными материалами АО «СО ЕЭС»;

– другими материалами по требованию заказчика и сторон, согласующих настоящее техническое задание.

6. Результаты работы

6.1. Результатом работы по Этапу 1 является отчет «Схема внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств. Этап 1: Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения и выбор Рекомендуемого варианта схемы внешнего электроснабжения».

6.2. Результатом работы по Этапу 2 является отчет «Схема внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств. Этап 2: Дополнительные расчеты для Рекомендуемого варианта схемы внешнего электроснабжения и иные технические решения».

6.3. Приемку результатов работы осуществляет Заказчик. В целях согласования результата работы Отчеты по каждому этапу работы направляются Заказчиком в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, ПАО «Россети» и владельцам объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению объекта заявителя к электрическим сетям, в электронном виде.

6.4. Исполнитель оказывает содействие Заказчику в согласовании результатов работы, в том числе путем участия в совещаниях и переговорах, проводимых с указанными лицами в связи с проведением согласовательных процедур, устранения замечаний, предоставленных указанными лицами к результатам работ, а также осуществляет иные необходимые для согласования действия. Отчеты по каждому Этапу выполнения работ передаются Заказчику в электронном виде в 1 экземпляре на CD носителе. Текстовая часть с поясняющими рисунками и схемами (пояснительная записка и пр.) предоставляется форматах *.doc, *.pdf без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (копирование, поиск). Схемы, чертежи предоставляются в форматах *.dwg, *.vsd или *.pdf с возможностью работы с текстом (копирование, поиск).

7. Особые условия.

7.1. Материалы внестадийной работы (с указанием даты внесения изменений), оформленные в установленном порядке (в том числе и с официальными подписями), должны быть представлены в формате *.pdf (схемы, чертежи предоставляются в форматах *.dwg, *.vsd или *.pdf с возможностью работы с текстом (копирование, поиск)).

Не допускается передача материалов внестадийной работы в формате *.pdf с пофайловым разделением страниц.

7.2. При направлении на согласование откорректированных материалов должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов (либо предоставляется отчет в формате MS Word, с использованием стандартной функции «режим рецензирования»).

7.3. Работа направляется на согласование в адрес Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра после согласования работы с сетевой организацией и владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению объекта заявителя к электрическим сетям (с приложением к работе писем о согласовании сетевой организацией и владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению объекта заявителя к электрическим сетям).

7.4. В случае изменения вариантов и (или) состава мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренных работой, по результатам рассмотрения и согласования ее Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, такой проект подлежит повторному согласованию с сетевой организацией и (или) владельцами объектов электроэнергетики, на которых предполагается выполнение мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям, в части объектов электроэнергетики которых в проект СВЭ внесены изменения.



26.09.2026



Требования к оформлению результатов расчетов допустимых перепадов

Таблица результатов расчетов допустимых перетоков

[illegible]

[illegible]

Примечания:

- 1 - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности;
- 2 - предельный переток в сечении в нормальной схеме по критерию длительности допустимой токовой нагрузки элемента сети;
- 3 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом длительности допустимой токовой нагрузки элемента сети и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 4 - элемент, ограничивающий токовую нагрузку ВЛ;
- 5 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима неограниченное время, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
- 6 - предельный переток в сечении в нормальной схеме;
- 7 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 8 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по напряжению и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;
- 9 - для всех рассматриваемых нормативных возмущений;
- 10 - переток в сечении в до аварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме;
- 11 - переток в сечении в до аварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме, с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 12 - элемент, перегружаемый по току в послеаварийном режиме при нормативном возмущении;
- 13 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима ограниченного времени в послеаварийном режиме, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
- 14 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме;
- 15 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
- 16 - переток в сечении в до аварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
- 17 - переток в сечении в до аварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 18 - переток в сечении в до аварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по устойчивости и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;

- 19 - допустимый переток без учета действия ПА;
- 20 - допустимый переток с учетом действия ПА;
- 21 - расчетный переток в рассматриваемой схеме сети.

Приложение 2 к Техническому заданию

Форма представления результатов расчетов установившихся режимов в целях выбора параметров основного электротехнического оборудования и элементов РУ

Наименование электросетевого элемента (ЛЭП, Т, АТ, выключатель, реактор, перемычка, система (секция) шин)	Зимний период		Летний период	
	Максимальный расчетный ток, А	Схемно- режимные условия ¹	Номер рисунка графического изображения результатов расчетов электроэнергетического режима для конкретной схемно-режимной ситуации	Номер рисунка графического изображения результатов расчетов электроэнергетического режима для конкретной схемно-режимной ситуации

¹ Приводится краткое описание схемно-режимных, режимно-балансовых условий и температурных условий, в которых в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286, в которых требуется выполнение мероприятий по сетевому строительству (модернизации, реконструкции) и (или) по установке устройств ПА, а также номер рисунка графического изображения результатов расчетов электроэнергетического режима для конкретной схемно-режимной ситуации.

Предварительная оценка капитальных затрат на реализацию технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств

[illegible]

1. Указанный перечень мероприятий, предусмотренных вариантом СВЭ, является предварительным и подлежит уточнению при разработке проектной документации.
2. Указанная оценка затрат на реализацию мероприятий, предусмотренных вариантом СВЭ, является предварительной и подлежит уточнению при разработке проектной документации.
3. Распределение ответственности за реализацию мероприятий по технологическому присоединению согласно Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, должно осуществляться в рамках заключения договора об осуществлении технологического присоединения.
4. Распределение ответственности за финансирование мероприятий по технологическому присоединению согласно Правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, должно осуществляться в рамках заключения договора об осуществлении технологического присоединения.