

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1 Описание энергосистемы | 8 |
| 1.1 Основные внешние электрические связи | 8 |
| 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии | 8 |
| 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей | 9 |
| 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период | 9 |
| 1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период | 9 |
| 1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде | 12 |
| 2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России | 14 |
| 2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) | 14 |
| 2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций | 14 |
| 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ | 14 |
| 2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже | 23 |
| 2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям | 23 |
| 2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России | 24 |
| 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше | 24 |
| 2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям | 24 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3 | Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы | 25 |
| 3.1 | Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности | 25 |
| 3.2 | Прогноз потребления электрической энергии..... | 27 |
| 3.3 | Прогноз потребления мощности..... | 28 |
| 3.4 | Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования | 29 |
| 4 | Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы | 31 |
| 4.1 | Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше..... | 31 |
| 4.2 | Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калужской области | 31 |
| 4.3 | Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России | 33 |
| 4.4 | Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям | 35 |
| 5 | Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети..... | 37 |
| 6 | Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию..... | 38 |
| 7 | Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети | 39 |
| 7.1 | Основные подходы..... | 39 |
| 7.2 | Исходные допущения..... | 40 |
| 7.2.1 | Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства..... | 43 |
| 7.3 | Результаты оценки тарифных последствий..... | 44 |
| 7.4 | Оценка чувствительности экономических условий..... | 45 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 48 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 49 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации..... | 51 |

| | | |
|--------------|--|----|
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б | Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии | 52 |
|--------------|--|----|

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

| | | |
|---------------------------------|---|---|
| АТ | – | автотрансформатор |
| ВЛ | – | воздушная линия электропередачи |
| ВМ; МВ | – | масляный выключатель |
| ВН | – | высокое напряжение |
| ГАО | – | график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) |
| ДЦ | – | диспетчерский центр |
| ЕНЭС | – | Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть |
| ЕЭС | – | Единая энергетическая система |
| ИТС | – | индекс технического состояния |
| ЛЭП | – | линия электропередачи |
| Минэкономразвития России | – | Министерство экономического развития Российской Федерации |
| Минэнерго России | – | Министерство энергетики Российской Федерации |
| МСК | – | московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3 |
| НВВ | – | необходимая валовая выручка |
| НДС | – | налог на добавленную стоимость |
| НН | – | низкое напряжение |
| отп. | – | отпайка от линии электропередачи |
| ОЭЗ ППТ | – | особая экономическая зона промышленно-производственного типа |
| ПАР | – | послеаварийный режим |
| ПВВ | – | прогнозная валовая выручка |
| ПМЭС | – | предприятие магистральных электрических сетей |
| ПС | – | (электрическая) подстанция |
| РДУ | – | диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление |
| СН | – | среднее напряжение |
| СО ЕЭС | – | Системный оператор Единой энергетической системы |
| Средний единый (котловой) тариф | – | средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены |
| Т | – | трансформатор |

| | |
|------------------|---|
| ТНВ | – температура наружного воздуха |
| ТП | – технологическое присоединение |
| ТСО | – территориальная сетевая организация |
| ТУ | – технические условия |
| ТЭС | – тепловая электростанция |
| УНЦ | – укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства |
| $S_{\text{длн}}$ | – длительно допустимая нагрузка трансформатора |
| $S_{\text{ном}}$ | – номинальная полная мощность |
| $U_{\text{ном}}$ | – номинальное напряжение |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Калужской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Калужской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ и обслуживает территорию Калужской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической электроэнергии по электрическим сетям на территории Калужской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Калужской, Тульской и Рязанской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Калужской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами:

– г. Москвы и Московской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Рязанской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Смоленской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.;

– Тульской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Брянской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Калужской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Калужской области

| Наименование потребителя | Максимальное потребление мощности, МВт |
|--|--|
| Более 100 МВт | |
| ООО «ПромСорт-Калуга» | 166 |
| Более 50 МВт | |
| ООО «Агро-Инвест» | 95 |
| Более 10 МВт | |
| ОП ООО «Цементум Центр» (п. Ферзиково) | 34 |
| ООО «АГР» | 12 |
| ООО «Нестле Россия» | 12 |

| | |
|--------------------------|--|
| Наименование потребителя | Максимальное потребление мощности, МВт |
| ООО «Агрегатный завод» | 11 |

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области на 01.01.2024 составила 150,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области доля ТЭС составляет 100 %.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

| Наименование | На 01.01.2023 | Изменение мощности | | | | На 01.01.2024 |
|--------------|---------------|--------------------|-----------------------|----------------|------------------|---------------|
| | | Ввод | Вывод из эксплуатации | Перемаркировка | Прочие изменения | |
| Всего | 142,0 | 20,0 | 6,0 | – | -6,0 | 150,0 |
| ТЭС | 142,0 | 20,0 | 6,0 | – | -6,0 | 150,0 |

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Калужской области в 2023 году составило 269,2 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

| Наименование | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Производство электрической энергии | 285,0 | 217,1 | 259,0 | 244,4 | 269,2 |
| ТЭС | 285,0 | 217,1 | 259,0 | 244,4 | 269,2 |

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области

| Наименование показателя | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 6821 | 7066 | 7492 | 7402 | 7449 |
| Годовой темп прироста, % | -1,44 | 3,59 | 6,03 | -1,20 | 0,63 |
| Максимум потребления мощности, МВт | 1146 | 1222 | 1270 | 1253 | 1291 |
| Годовой темп прироста, % | -1,21 | 6,63 | 3,93 | -1,34 | 3,03 |
| Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год | 5952 | 5782 | 5899 | 5907 | 5770 |
| Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм | 23.01 11:00 | 11.12 13:00 | 23.12 17:00 | 04.02 11:00 | 13.12 17:00 |
| Среднесуточная ТНВ, °С | -18,0 | -7,2 | -15 | -5,2 | -9,5 |

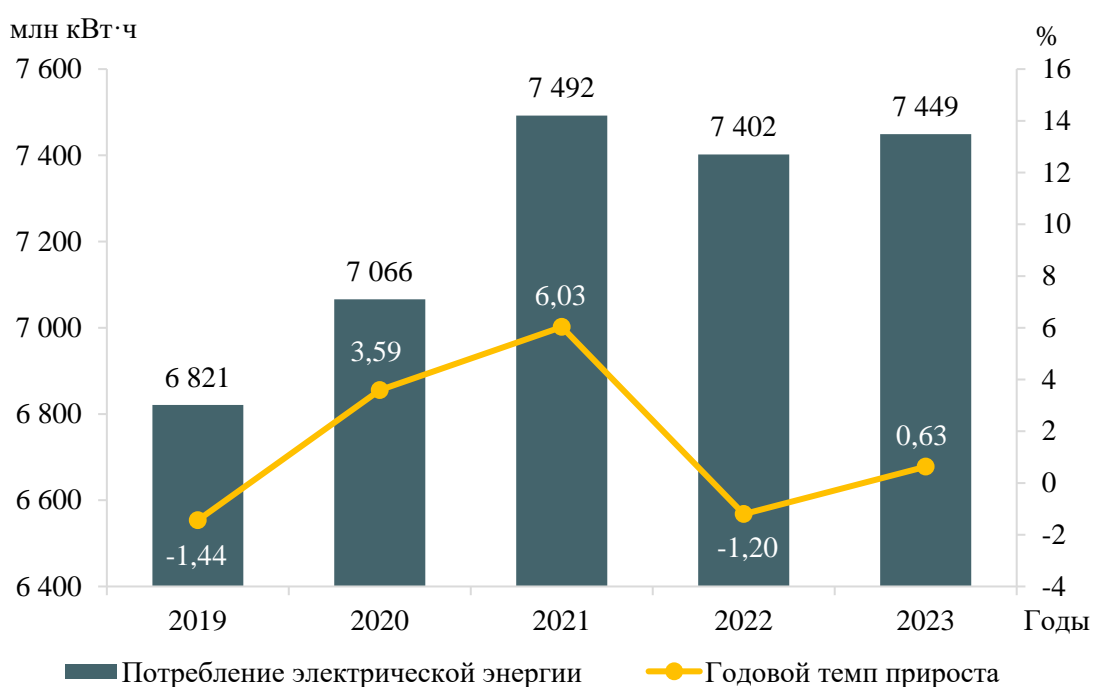


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

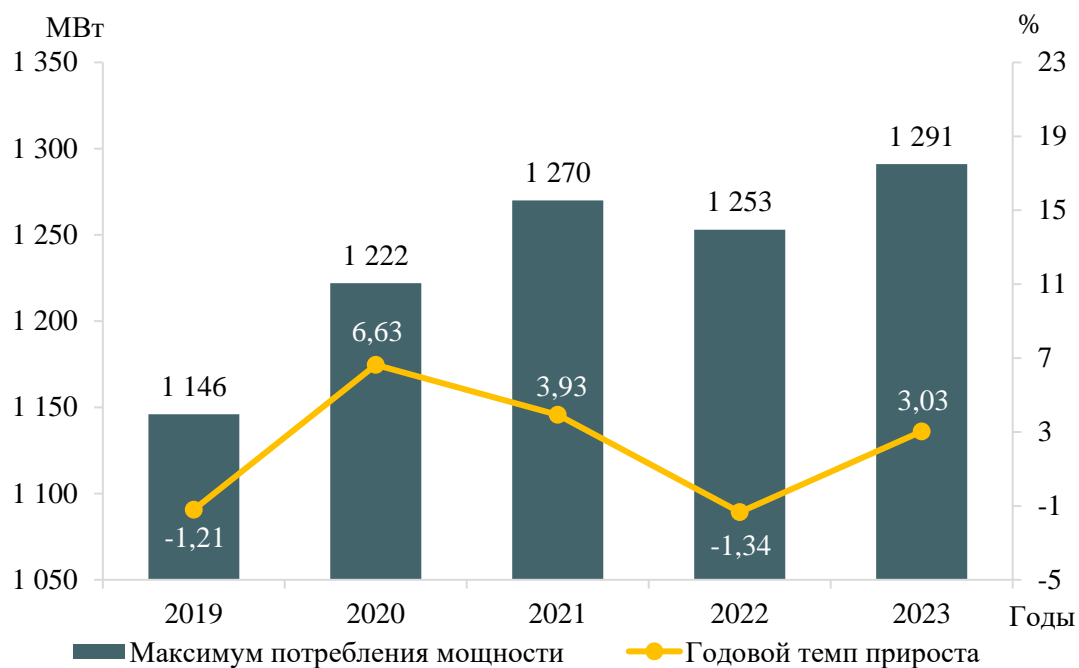


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области выросло на 528 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7449 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,48 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,03 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 1,44 %.

В период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области вырос на 131 МВт и составил 1291 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,63 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности в 2022 году и составило 1,34 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области был зафиксирован в 2023 году в размере 1291 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области обуславливалась следующими факторами:

- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленными тенденциями потребления промышленными потребителями;
- ростом потребления предприятиями по производству сельскохозяйственной продукции, в том числе выход на проектную мощность потребителя по круглогодичному выращиванию овощей ООО «Агро-Инвест»;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Калужской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Калужской области приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|-------|------------------|--|---------------------------------|------|-----------|
| 1 | 110 кВ | Строительство отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Юхнов Северная с отпайками | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2020 | 33,56 км |
| 2 | 110 кВ | Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово с отпайками | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 33,56 км |
| 3 | 110 кВ | Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 1 с отп.) | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 1,62 км |
| 4 | 110 кВ | Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками II цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 2 с отп.) | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 1,62 км |
| 5 | 110 кВ | Выполнение захода ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебинино на ПС 110 кВ Ахлебинино с образованием ВЛ 110 кВ Ахлебинино – Дубрава | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2022 | 15 км |
| 6 | 110 кВ | Выполнение захода ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебинино на ПС 110 кВ Ахлебинино с образованием двух ВЛ 110 кВ Орбита – Ахлебинино | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2022 | 4,88 км |

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|-------|------------------|---|---------------------------------|------|-----------|
| 1 | 220 кВ | Замена автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ на ПС 220 кВ Литейная | ПАО «Россети» | 2019 | 200 МВА |
| 2 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ Промзона № 2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ | АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» | 2020 | 2×63 МВА |
| 3 | 110 кВ | Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Квань | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2020 | 2×16 МВА |

| № п/п | Класс напряжения | Наименование мероприятия | Принадлежность | Год | Параметры |
|-------|------------------|--|---------------------------------|------|-----------|
| 4 | 110 кВ | Строительство ПС 110 кВ Михали с двумя трансформаторами 110/10 кВ | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2020 | 2×6,3 МВА |
| 5 | 110 кВ | Установка трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ на ПС 110 кВ Университет | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2020 | 2×16 МВА |
| 6 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Вега | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2020 | 40 МВА |
| 7 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-2 110/10 кВ на ПС 110 кВ Вега | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 40 МВА |
| 8 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ворсино | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 25 МВА |
| 9 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Протва | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2021 | 40 МВА |
| 10 | 110 кВ | Установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ахлебинино | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2022 | 25 МВА |
| 11 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Козельск | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2023 | 16 МВА |
| 12 | 110 кВ | Установка трансформатора Т-3 110/10 кВ на ПС 110 кВ Промзона | АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» | 2023 | 63 МВА |
| 13 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Росва | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2023 | 25 МВА |
| 14 | 110 кВ | Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Бетлица | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 2023 | 10 МВА |

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Калужской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

| Год | Дата контрольного замера | ТНВ в день контрольного замера, °С |
|------|--------------------------|------------------------------------|
| 2019 | 18.12.2019 | 3,2 |
| | 19.06.2019 | 20,7 |
| 2020 | 16.12.2020 | -2,6 |
| | 17.06.2020 | 22,1 |
| 2021 | 15.12.2021 | -2,7 |
| | 16.06.2021 | 19,7 |
| 2022 | 21.12.2022 | -3,7 |
| | 15.06.2022 | 14,5 |
| 2023 | 20.12.2023 | 2,6 |
| | 21.06.2023 | 16,6 |

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов ПС на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

| № п/п | Наименование ПС | Класс напряжения ПС, кВ | Наименование трансформатора | U _{ном} обмоток трансформатора, кВ | S _{ном} , МВА | Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА | | | | | Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА | | | | | Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА |
|-------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|---|------------------------|---|---------|---------|---------|---------|---|---------|---------|---------|---------|--|
| | | | | | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | |
| 1 | ПС 110 кВ Радищево | 110/10 | T-1 | 115/11 | 16 | 9,16 | 9,09 | 11,58 | 10,12 | 8,98 | 5,87 | 7,59 | 7,01 | 6,76 | 6,87 | 0 |
| | | | T-2 | 115/11 | 16 | 7,96 | 9,90 | 10,47 | 9,72 | 9,42 | 6,70 | 5,93 | 6,47 | 6,43 | 7,08 | |
| 2 | ПС 110 кВ Белоусово | 110/35/10 | T-1 | 115/38,5/11 | 10 | 4,49 | 4,41 | 7,57 | 7,34 | 7,18 | 4,30 | 3,25 | 3,79 | 5,7 | 4,63 | 0 |
| | | | T-2 | 115/38,5/11 | 10 | 6,74 | 9,18 | 6,68 | 10,72 | 7,40 | 4,89 | 6,79 | 7,43 | 5,61 | 6,04 | |
| 3 | ПС 110 кВ Строительная | 110/10 | T-1 | 115/11 | 10 | 2,04 | 3,61 | 2,39 | 2,54 | 2,48 | 2,27 | 1,46 | 1,85 | 1,80 | 2,59 | 0 |
| | | | T-2 | 115/11 | 10 | 7,00 | 7,05 | 9,12 | 5,72 | 6,86 | 4,36 | 4,95 | 5,27 | 5,35 | 3,84 | |
| 4 | ПС 110 кВ Денисово | 110/10/6 | T-1 | 115/11/6,6 | 25 | 10,8 | 11,10 | 11,18 | 9,10 | 10,14 | 9,96 | 10,93 | 16,00 | 8,71 | 9,93 | 0 |
| | | | T-2 | 115/11 | 16 | 5,92 | 10,86 | 11,65 | 8,19 | 8,79 | 8,07 | 10,10 | 6,80 | 9,10 | 7,82 | |
| 5 | ПС 110 кВ Ахлебинино | 110/35/10 | T-1 | 115/38,5/11 | 25 | 1,66 | 1,19 | 1,32 | 0,98 | 0,369 | 0,7 | 1,15 | 1,18 | 0,87 | 0,27 | 1 |
| | | | T-2 | 115/38,5/11 | 25 | – | – | – | 0,48 | 0,71 | – | – | – | 0,15 | 0,78 | |
| 6 | ПС 110 кВ Перемышль | 110/35/10 | T1 | 115/38,5/11 | 6,3 | 3,44 | 3,97 | 3,36 | 3,95 | 6,37 | 3,50 | 3,36 | 3,64 | 3,46 | 3,91 | 0 |
| | | | T2 | 115/38,5/11 | 10 | 2,24 | 2,56 | 2,52 | 2,32 | 2,09 | 1,86 | 1,93 | 2,02 | 2,17 | 1,73 | |
| 7 | ПС 110 кВ Белкино | 110/10 | T1 | 115/10,5/10,5 | 25 | 13,69 | 13,60 | 15,12 | 10,65 | 16,18 | 7,89 | 7,51 | 9,05 | 10,02 | 9,71 | 0 |
| | | | T2 | 115/10,5/10,5 | 40 | 9,39 | 11,81 | 10,49 | 16,43 | 12,35 | 9,24 | 9,68 | 9,73 | 8,13 | 9,40 | |

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

| № п/п | Наименование ПС | Наименование трансформатора | Марка трансформатора | Год ввода трансформатора в эксплуатацию | ИТС | Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С | | | | | | |
|-------|------------------------|-----------------------------|----------------------|---|-------|---|------|------|------|-----|------|------|
| | | | | | | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 |
| 1 | ПС 110 кВ Радищево | T-1 | ТДН-16000/110-76 У1 | 1976 | 90,75 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| | | T-2 | ТДН-16000/110-76 У1 | 1976 | 77 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| 2 | ПС 110 кВ Белоусово | T-1 | ТДТН-10000/110 | 1987 | 90,75 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| | | T-2 | ТДТН-10000/110-У1 | 2011 | 98,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| 3 | ПС 110 кВ Строительная | T-1 | ТДН-10000/110-70 У1 | 1977 | 86,75 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| | | T-2 | ТДН-10000/110-70 У1 | 1977 | 90,75 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| 4 | ПС 110 кВ Денисово | T-1 | ТДТН-25000/110-У1 | 1992 | 96,5 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| | | T-2 | ТДН-16000/110 | 2007 | 88,5 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| 5 | ПС 110 кВ Ахлебинино | T-1 | ТДТН-25000/110 У1 | 2014 | 100 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| | | T-2 | ТДТН-25000/110 У1 | 2022 | 100 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| 6 | ПС 110 кВ Перемышль | T1 | ТМТН-6300/110 У1 | 2002 | 93,38 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |
| | | T2 | ТДТН-10000/110-У1 | 1979 | 77,75 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| 7 | ПС 110 кВ Белкино | T1 | ТРДН-25000/110-66 | 1975 | 93,00 | 1,2 | 1,2 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 |
| | | T2 | ТРДН-40000/110-У1 | 2010 | 92,31 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,08 |

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

| № п/п | Наименование ПС 110 кВ и выше | Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров | | Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки | Заявитель | Дата заключения договора ТП | Номер договора ТП | Планируемый год реализации и ТП | Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт | Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт | U _{ном} перспективной нагрузки, кВ | Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт | Перспективная нагрузка, МВА | | | | | |
|-------|-------------------------------|--|-------|---|----------------------------------|-----------------------------|-------------------|---------------------------------|--|---|---|--|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | Год / сезон | МВА | | | | | | | | | | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
| 1 | ПС 110 кВ Радищево | 2021 / зима | 22,05 | ПС 110 кВ Радищево | ТУ на ТП менее 670 кВт (107 шт.) | | | 2024 | 2,512 | 0,377 | 0,23–10 | 0,214 | 22,28 | 22,28 | 22,28 | 22,28 | 22,28 | 22,28 |
| 2 | ПС 110 кВ Белоусово | 2022 / зима | 18,06 | ПС 110 кВ Белоусово | ТУ на ТП менее 670 кВт (88 шт.) | | | 2025 | 6,943 | 2,937 | 0,23–10 | 0,401 | 18,485 | 18,485 | 18,485 | 18,485 | 18,485 | 18,485 |
| 3 | ПС 110 кВ Строительная | 2021 / зима | 11,51 | ПС 110 кВ Строительная | ТУ на ТП менее 670 кВт (42 шт.) | | | 2025 | 2,142 | 1,025 | 0,23–10 | 0,11 | 11,63 | 11,63 | 11,63 | 11,63 | 11,63 | 11,63 |
| 4 | ПС 110 кВ Денисово | 2021 / зима | 22,83 | – | – | – | – | – | – | – | – | – | 22,83 | 22,83 | 22,83 | 22,83 | 22,83 | 22,83 |
| 5 | ПС 110 кВ Ахлебинино | 2019 / зима | 1,66 | ПС 110 кВ Ахлебинино | ТУ на ТП менее 670 кВт (50 шт.) | | | 2024 | 0,493 | 0 | 0,4–10 | 0,049 | 3,54 | 3,54 | 3,54 | 3,54 | 3,54 | 3,54 |
| | | | | | ООО «Молочные активы» | 17.03.2008 | 08/4003-кэ | 2024 | 5,0 | 1,6 | 10 | 1,7 | | | | | | |

| № п/п | Наименование ПС 110 кВ и выше | Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров | | Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки | Заявитель | Дата заключения договора ТП | Номер договора ТП | Планируемый год реализации и ТП | Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт | Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт | $U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ | Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт | Перспективная нагрузка, МВА | | | | | |
|-------|-------------------------------|--|-------|---|---|-----------------------------|-------------------|---------------------------------|--|---|--------------------------------------|--|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | Год / сезон | МВА | | | | | | | | | | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
| 6 | ПС 110 кВ Перемышль | 2023 / зима | 8,46 | ПС 110 кВ Перемышль | ТУ на ТП менее 670 кВт (16 шт.) | | | 2025 | 1,673 | 1,315 | 0,23–10 | 0,036 | 8,50 | 8,50 | 8,50 | 8,50 | 8,50 | 8,50 |
| 7 | ПС 110 кВ Белкино | 2023 / зима | 28,53 | ПС 110 кВ Белкино | ТУ на ТП менее 670 кВт (36 шт.) | | | 2024 | 0,943 | 0,04 | 0,23–10 | 0,090 | 29,05 | 29,05 | 29,05 | 29,05 | 29,05 | 29,05 |
| | | | | | ООО Специализированный застройщик «Белорусский квартал» | 15.03.2021 | 401042508 | 2024 | 2,5 | 1,515 | 10 | 0,394 | | | | | | |

ПС 110 кВ Радищево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{персп}^{тр} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_{наб} + S_{доп} - S_{срм}, \quad (1)$$

где $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 22,05 + 0,23 + 0 - 0 = 22,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Радищево ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Радищево расчетный объем ГАО составит 3,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Белоусово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,06 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 144,5 % (154,6 %) от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,17 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,425 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 18,06 + 0,425 + 0 - 0 = 18,485 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 147,9 % (158,2 %) от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Белоусово расчетный объем ГАО составит 6,8 (5,99) МВА

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,485 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

ПАО «Россети Центр и Приволжье» предложено выполнить перекатку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово и перекатку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ахлебинино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 1,66 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 5,3 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 при ТНВ +3,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,893 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 1,66 + 1,88 + 0 - 1 = 2,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 8,14 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Анализ загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ахлебинино после перекачки существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино приведен ниже.

С учетом фактической максимальной нагрузки 1,66 МВА, выявленной в зимний контрольный замер 2019 года, в ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 14,7 % (13,3 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превысит $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составит 1,13 (1,25).

С учетом перспективной нагрузки 1,88 МВА, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) с учетом перевода нагрузки составит 22,55 % (20,34 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить перекачку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово и перекачку трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Строительная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,9 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,51 + 0,12 + 0 - 0 = 11,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99,96 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Строительная с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА).

ПС 110 кВ Денисово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,83 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 114,2 % (по стороне ВН – 78,7 %; по стороне СН – 117,5 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Трансформатор Т-1 трехобмоточный (115/11/6,6 кВ), обмотка НН 6,6 кВ не задействована в работе. По данным собственника, мощность обмотки СН составляет 16,75 МВА

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -2,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,16 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Денисово отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,83 + 0 + 0 - 0 = 22,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 114,2 % (по стороне ВН – 78,5 %; по стороне СН – 117,1 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Денисово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Денисово расчетный объем ГАО составит 2,83 (3,34) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,83 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности,

трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего трехобмоточного силового трансформатора Т-1 25 МВ и двухобмоточного силового трансформатора Т-2 16 МВА на двухобмоточные силовые трансформаторы 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Перемышль.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 8,46 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т1) составит 107,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т1).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т2 (Т1) при ТНВ +2,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,13 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,358 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,46 + 0,04 + 0 - 0 = 8,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т1) составит 107,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т1).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перемышль ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Перемышль расчетный объем ГАО составит 0,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,5 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Белкино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 28,53 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т2) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора (Т1 составит) 100,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т1).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 (Т2) при ТНВ +2,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,53 + 0,52 + 0 - 0 = 29,05 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 составит 102,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т1).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Белкино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т2 на ПС 110 кВ Белкино расчетный объем ГАО составит 0,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 29,05 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 1×25 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Калужской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Калужской области, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

| № п/п | Наименование мероприятия | Технические характеристики | Год реализации | Ответственная организация |
|-------|---|----------------------------|----------------|---------------------------|
| 1 | Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км | 90 км | 2028 | ПАО «Россети» |

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калужской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Калужской области

| № п/п | Наименование инвестиционного проекта | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ввод новой мощности, МВт | Напряжение, кВ | Год ввода | Центр питания |
|---------------|---|--|------------------------------------|--|----------------|--|--|
| Более 100 МВт | | | | | | | |
| 1 | Металлургический комбинат (расширение производственных мощностей, 3-й этап) | ООО «ПромСорт-Калуга» | 222,4 | 169,6 | 220 | 2026 | ПС 500 кВ Калужская ПС 220 кВ Мирная ПС 220 кВ Кедрово ПС 220 кВ Латышская ПС 220 кВ Созвездие |
| Более 50 МВт | | | | | | | |
| – | – | – | – | – | – | – | – |
| Более 10 МВт | | | | | | | |
| 2 | Центр обработки данных | ООО «Яндекс ДЦ Калуга» | 0,0 | 49,0 (1-й этап 26,5 2-й этап 22,5) | 110 | 2024 (1-й этап) 2025 (2-й этап) | ПС 220 кВ Спутник |
| 3 | Завод по переработке нефтепродуктов | ООО «Первый завод» | 4,66 | 14,6 | 110 | 2024 | ПС 220 кВ Спутник ПС 110 кВ Кондрово |
| 4 | Индустриальный парк | АО «Корпорация развития Калужской области» | 2,0 | 14,0 | 10 | 2024 | ПС 110 кВ Восток |

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области

| Наименование показателя | 2024 г. оценка | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Потребление электрической энергии, млн кВт·ч | 7814 | 7955 | 8239 | 8491 | 8798 | 9019 | 9262 |
| Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч | – | 141 | 284 | 252 | 307 | 221 | 243 |
| Годовой темп прироста, % | – | 1,80 | 3,57 | 3,06 | 3,62 | 2,51 | 2,69 |

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калужской области прогнозируется на уровне 9262 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,16 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 307 млн кВт·ч или 3,62 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 141 млн кВт·ч или 1,80 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Калужской области представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием производства на действующих промышленных предприятиях, основной прирост ожидается в металлургическом комплексе – ООО «ПромСорт-Калуга»;
- вводом новых промышленных потребителей, а также потребителей в сфере хранения и обработки данных.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области

| Наименование показателя | 2024 г. оценка | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|--|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Максимум потребления мощности, МВт | 1295 | 1350 | 1443 | 1462 | 1472 | 1482 | 1492 |
| Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт | – | 55 | 93 | 19 | 10 | 10 | 10 |
| Годовой темп прироста, % | – | 4,25 | 6,89 | 1,32 | 0,68 | 0,68 | 0,67 |

| Наименование показателя | 2024 г. оценка | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год | 6034 | 5893 | 5710 | 5808 | 5977 | 6086 | 6208 |

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1492 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,09 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 93 МВт или 6,89 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2028–2030 годах и составит 10 МВт или 0,68 % в 2028 и 2029 годах и 0,67 % в 2030 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено планируемым увеличением производственных мощностей электрометаллургического завода (ООО «ПромСорт-Калуга»). Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6208 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

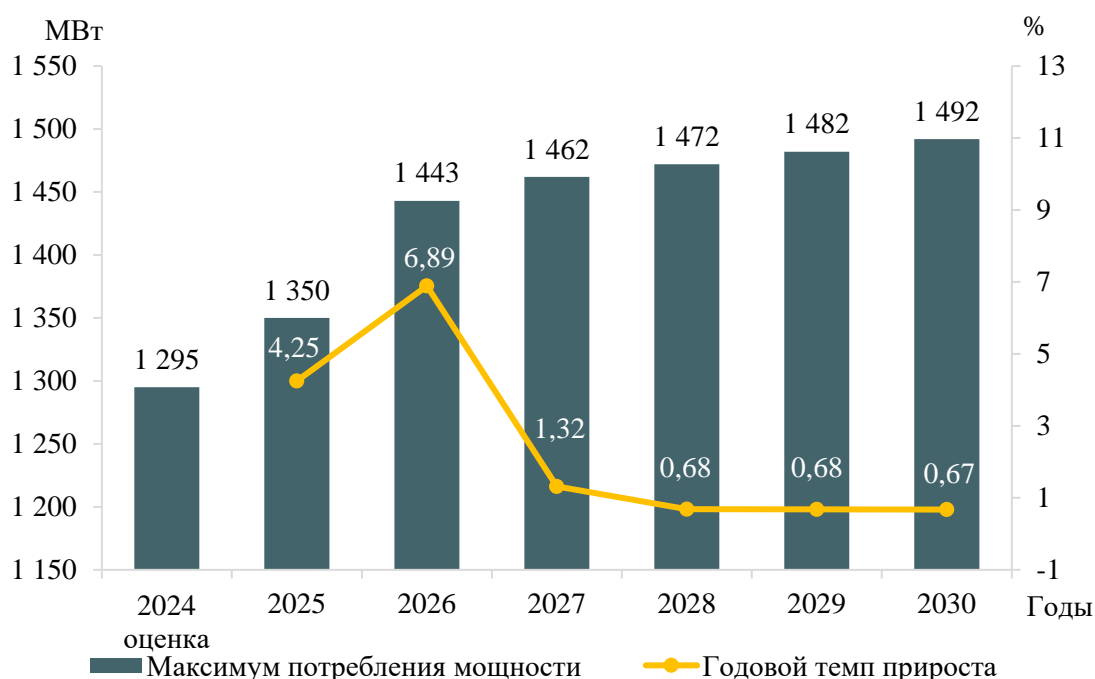


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции

(модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Калужской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 150 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

| Наименование | 2024 г. (ожидается, справочно) | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|--------------|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Всего | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| ТЭС | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 |

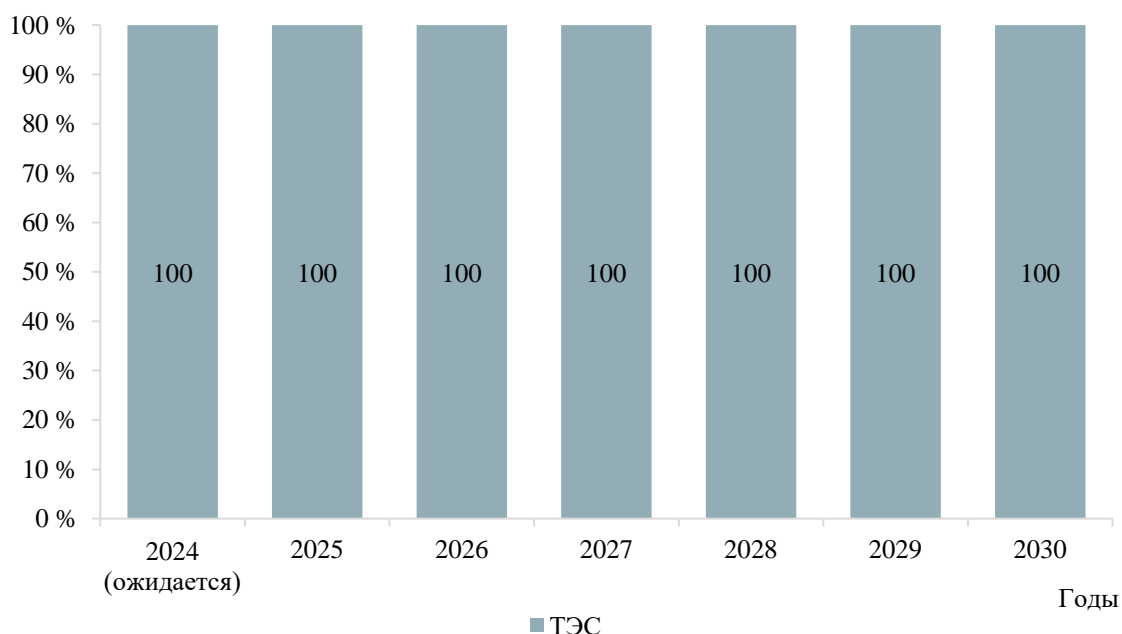


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Калужской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Калужской области не требуются.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калужской области

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калужской области.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калужской области

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Год | | | | | | | | Основание | Наименование заявителя | Ранее присоединенная мощность, МВт | Увеличение/ввод новой мощности, МВт | |
|-------|---|---------------------------------|----------------------|-------------------|-------|------|-------|------|------|------|------|-----------|-----------|---|------------------------------------|-------------------------------------|-------|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | | | | | |
| 1 | Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА | ООО «ПромСорт-Калуга» | 220 | МВА | – | – | 1×180 | – | – | – | – | – | 180 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПромСорт-Калуга» | ООО «ПромСорт-Калуга» | 222,4 | 169,6 |
| 2 | Строительство ПС 110 кВ Первый завод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый | ООО «Первый завод» | 110 | МВА | 2×25 | – | – | – | – | – | – | – | 50 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Первый завод» | ООО «Первый завод» | 4,66 | 14,6 |
| | Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 2 и ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 3 до ПС 110 кВ Первый завод ориентировочной протяженностью 6,5 км каждая | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | км | 2×6,5 | – | – | – | – | – | – | – | 13 | | | | |
| 3 | Строительство ПС 110 кВ Яндекс Калуга с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый | ООО «Яндекс ДЦ Калуга» | 110 | МВА | 2×63 | – | – | – | – | – | – | – | 126 | Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Яндекс ДЦ Калуга» | ООО «Яндекс ДЦ Калуга» | – | 49 |
| | Строительство двух ЛЭП 110 кВ Спутник – ПС 110 кВ Яндекс Калуга, ориентировочной протяженностью 5,9 км каждая | ООО «Яндекс ДЦ Калуга» | 110 | км | 2×5,9 | – | – | – | – | – | – | – | 11,8 | | | | |

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации | | | | | | | | Основание |
|-------|---|---------------------------|----------------------|-------------------|----------------------------|------|------|------|------|------|------|-----------|--|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | |
| 1 | Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км | ПАО «Россети» | 220 | км | – | – | – | – | 90 | – | – | 90 | В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 |

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

| № п/п | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации | | | | | | | | Основание |
|-------|--|---------------------------------|----------------------|-------------------|----------------------------|------|------|------|------|------|------|-----------|---|
| | | | | | 2024 | 2025 | 2025 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | |
| 1 | Реконструкция ПС 110 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 2×25 | – | – | – | – | – | – | 50 | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности |
| 2 | Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебинино с перемещением трансформаторов Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино и Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | х | х | – | – | – | – | – | – | х | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности |
| | | | 110 | х | х | – | – | – | – | – | – | х | |
| 3 | Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 2×25 | – | – | – | – | – | – | 50 | Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций |
| 4 | Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 1×10 | – | – | – | – | – | – | 10 | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности |
| 5 | Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 1×40 | – | – | – | – | – | – | 40 | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности |

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Калужской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 28@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 07.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Калужской области осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 96 % в суммарной НВВ сетевых организаций Калужской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Калужской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от 24.11.2022 № 533-ПК.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

В соответствии с основным методом регулирования НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11% и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

| Финансовый показатель | Основные ТСО (Базовая комбинация) | Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования |
|--|--------------------------------------|--|
| Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 0 % | 0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений) |
| Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 0 % | 0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей) |
| Средняя процентная ставка по заемным средствам | 7 лет | 7 лет |
| Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов | 0 % | 0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений) |

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от 29.11.2023 № 242-РК «О внесении изменения в Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

16.11.2022 № 165-РК «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Калужской области на 2023–2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Калужской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Калужской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Калужской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Калужской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

| Наименование | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Инфляция (среднегодовая) | 5 % | 4 % | 4 % | 4 % | 4 % | 4 % |
| Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России | 8 % | 6 % | 5 % | 4 % | 4 % | 4 % |
| Рост цен на газ | 6 % | 5 % | 5 % | 5 % | 5 % | 5 % |
| Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам | -1,8 % | 1,2 % | -1,8 % | 0,8 % | 1,6 % | 1,8 % |

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

- объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период ТСО Калужской области представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период ТСО Калужской области (в млн руб. без НДС)

| Наименование | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе: | 2213 | 2009 | 2076 | 2076 | 2076 | 2076 |
| дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России | 304 | 99 | – | – | – | – |
| Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами | 2338 | 2603 | 2514 | 2504 | 2504 | 2504 |

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 22 и на рисунке 6.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 22 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

| Наименование | Единица измерения | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. |
|---|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ПВВ | млрд руб. | 15,6 | 16,5 | 17,1 | 17,8 | 18,4 | 19,2 |
| НВВ | млрд руб. | 15,1 | 16,4 | 17,2 | 17,6 | 18,0 | 18,4 |
| Δ НВВ (НВВ - ПВВ) | млрд руб. | -0,5 | -0,1 | 0,1 | -0,2 | -0,4 | -0,8 |
| Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии | руб./кВт·ч | 3,19 | 3,34 | 3,53 | 3,63 | 3,71 | 3,80 |
| Среднегодовой темп роста | % | – | 105 | 106 | 103 | 102 | 102 |
| Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии | руб./кВт·ч | 3,09 | 3,31 | 3,54 | 3,59 | 3,63 | 3,63 |
| Среднегодовой темп роста | % | – | 107 | 107 | 101 | 101 | 100 |
| Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф) | руб./кВт·ч | -0,10 | -0,02 | 0,01 | -0,04 | -0,08 | -0,17 |

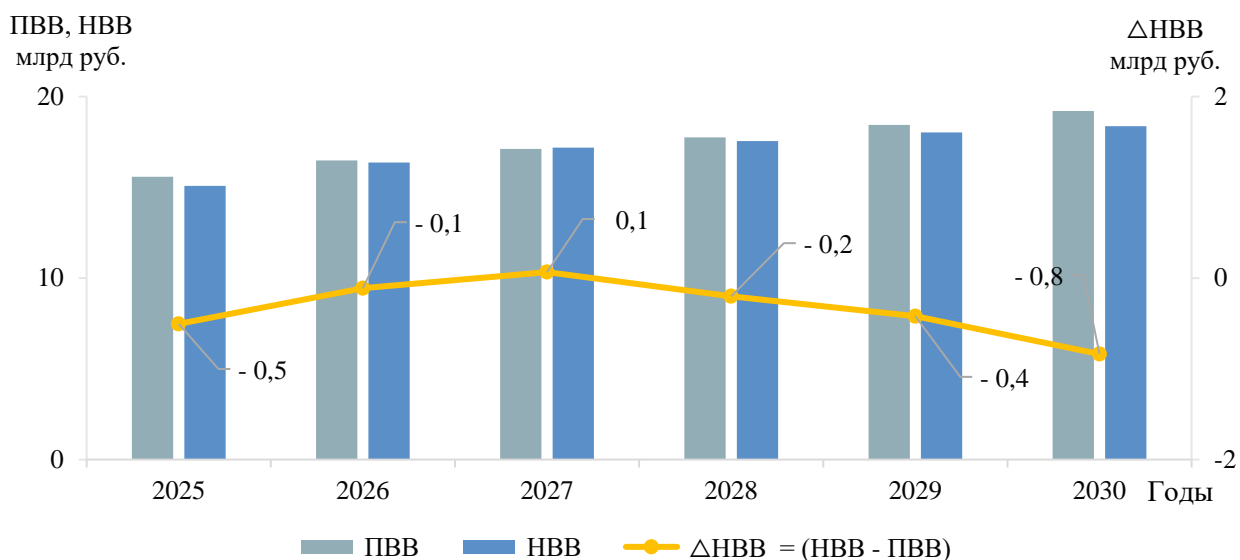


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 22, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и недостаточность условий тарифного регулирования в случае снижения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 4,0–15,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

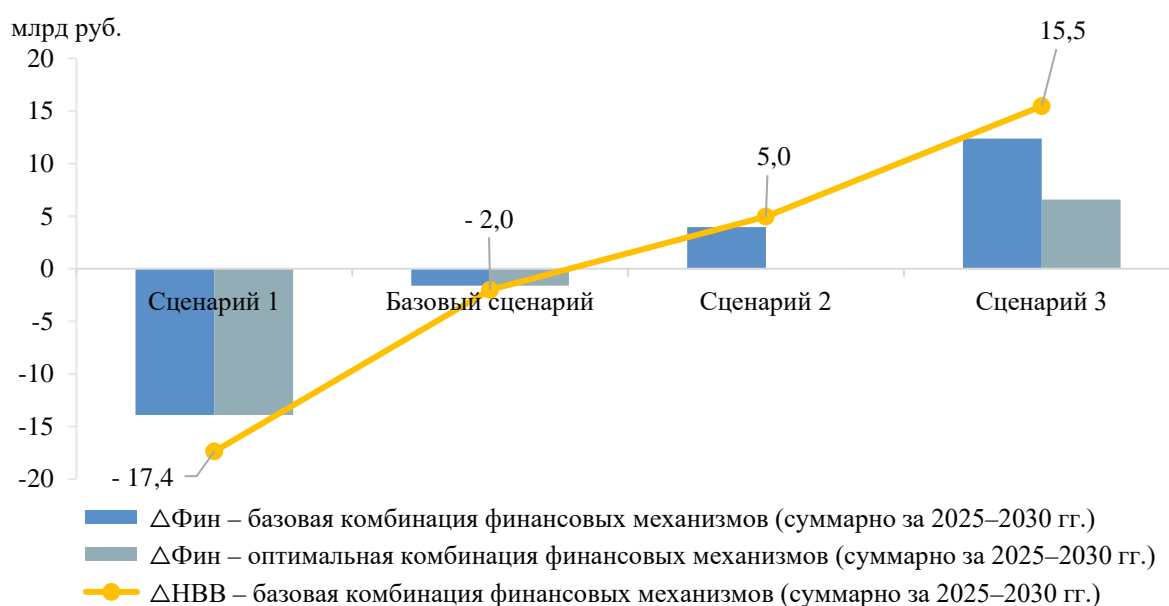


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Калужской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

| Наименование | Сценарий 2 | Сценарий 3 |
|--|------------|------------|
| Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 32 % | 34 % |
| Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений | 29 % | 48 % |

| Наименование | Сценарий 2 | Сценарий 3 |
|---|------------|------------|
| Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам | 10 % | 10 % |

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 23) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Калужской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Калужской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Калужской области оценивается в 2030 году в объеме 9262 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,16 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2030 году увеличится и составит 1492 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,09 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области в 2025–2030 годах прогнозируется в диапазоне 5710–6208 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Калужской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области к 2030 году составит 150 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Калужской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 69,8 км, трансформаторной мощности 506 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 30.08.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. 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 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 30.08.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

| Электростанция | Генерирующая компания | Станционный номер | Тип генерирующего оборудования | Вид топлива | По состоянию на 01.01.2024 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | Примечание | |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------------------|-------------|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------------|--|
| | | | | | Установленная мощность (МВт) | | | | | | | | | |
| Энергосистема Калужской области | | | | | | | | | | | | | | |
| Калужская ТЭЦ | ПАО «Квадра» | | | Газ, мазут | | | | | | | | | | |
| | | ТГ 2 | П-6-3.4/0.5-1 | | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | |
| | | ГТ 4 | ГТУ LM 2500 | | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | 29,8 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 35,8 | 35,8 | 35,8 | 35,8 | 35,8 | 35,8 | 35,8 | 35,8 | | |
| ТЭЦ КТЗ | ПАО "Калужский турбинный завод" | | | Газ, мазут | | | | | | | | | | |
| | | Г1 | ПТ-12-90/10 | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| | | Г2 | АТ-6 | | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | |
| | | Г3 | ПТ-25-90-10М | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | | |
| Новокондровская ТЭЦ (КБК энерго) | ООО «КБК энерго» | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | 1 | Р6-35/10М | | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | | |
| Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 | ПАО «Калужская сбытовая компания» | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | 1 | ГТУ LM2500 DLE | | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | | |
| ГПЭС БТ п.Воротынок | ООО «КаскадЭнергосбыт» | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | ГПУ №1 | JMC 420 GS-N.LC | | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | |
| | | ГПУ №2 | JMC 420 GS-N.LC | | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | |
| | | ГПУ №3 | JMC 420 GS-N.LC | | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | |
| | | ГПУ №4 | JMC 420 GS-N.LC | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | | |
| ТЭЦ КТЗ пл. Турынино | ПАО "Калужский турбинный завод" | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | Г1 | ПТ12-35/10М | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | | |
| ТЭЦ ФЭИ | АО "ГНЦ РФ – ФЭИ" | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | Турбо-генератор №1 | АП-6 | | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | | |
| Энергоблок 1.8 ХАЯТ | ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС» | | | Газ | | | | | | | | | | |
| | | ГТУ №1 | MARS 100 | | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | |
| | | ГТУ №2 | MARS 100 | | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | |
| Установленная мощность, всего | | – | – | – | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Калужской области

| № п/п | Энергосистема | Субъект | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации ¹⁾ | | | | | | | Планируемый год реализации ²⁾ | Основание | Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | |
|-------|---|---------------------------------------|--|---------------------------------|----------------------|-------------------|--|------|------|------|------|------|------|--|-----------|---|---|-----------|
| | | | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | | | | | 2024–2030 |
| 1 | г. Москвы и Московской области, Калужской области | Московская область, Калужская область | Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км | ПАО «Россети» | 220 | км | – | – | – | – | 90 | – | – | 90 | – | В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 | 4 138,15 | 4 138,15 |
| 2 | Калужской области | Калужская область | Реконструкция ПС 110 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 2×25 | – | – | – | – | – | – | 50 | 2024 | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. | 464,59 | 450,62 |

| № п/п | Энергосистема | Субъект | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации ¹⁾ | | | | | | | | Планируемый год реализации ²⁾ | Основание | Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) |
|-------|-------------------|-------------------|--|---------------------------------|----------------------|-------------------|--|------|------|------|------|------|------|-----------|--|---|---|---|
| | | | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2024–2030 | | | | |
| 3 | Калужской области | Калужская область | Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебинино с перемещением трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино и Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | х | х | – | – | – | – | – | – | х | 2024 | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. | 143,26 | 143,26 |
| | | | | | 110 | х | х | – | – | – | – | – | – | х | 2024 | | | |
| 4 | Калужской области | Калужская область | Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 2×25 | – | – | – | – | – | – | 50 | 2026 | Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций | 246,71 | 246,71 |
| 5 | Калужской области | Калужская область | Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 1×10 | – | – | – | – | – | – | 10 | – | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. | 135,61 | 135,61 |

| № п/п | Энергосистема | Субъект | Наименование | Ответственная организация | Класс напряжения, кВ | Единица измерения | Необходимый год реализации ¹⁾ | | | | | | | Планируемый год реализации ²⁾ | Основание | Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС) | |
|-------|-------------------|-------------------|---|---------------------------------|----------------------|-------------------|--|------|------|------|------|------|------|--|-----------|---|---|-----------|
| | | | | | | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | | | | | 2024–2030 |
| 6 | Калужской области | Калужская область | Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА | ПАО «Россети Центр и Приволжье» | 110 | МВА | 1×40 | – | – | – | – | – | – | 40 | – | 1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. | 201,52 | 201,52 |

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в периоде, предшествующем году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации.