

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	12
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Мирная	12
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	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	23
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	23
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	24
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24

3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	30
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	30
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	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34
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	34
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	38
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	49
	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.....	50

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВН	–	высокое напряжение
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГТУ	–	газотурбинная установка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
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
ОН	–	отключение нагрузки
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
РБУ	–	режимно-балансовые условия

РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +18 °С; Макс лето	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
СВ	– секционный выключатель
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	– среднее напряжение
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СШ	– система (сборных) шин
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ШСВ; МШВ	– шиносоединительный выключатель
$S_{\text{длн}}$	– 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- 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»	169
Более 50 МВт	
ООО «Агро-Инвест»	95
Более 10 МВт	
ООО «Холсим (Рус) СМ» в п. Ферзиково	34
ООО «АГР»	23
ПАО «Агрегатный завод»	13

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области на 01.01.2023 составила 142,0 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	142,0	–	–	–	–	142,0
ТЭС	142,0	–	–	–	–	142,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6921	6821	7066	7492	7402
Годовой темп прироста, %	2,19	-1,44	3,59	6,03	-1,20
Максимум потребления мощности, МВт	1160	1146	1222	1270	1253
Годовой темп прироста, %	5,94	-1,21	6,63	3,93	-1,34
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5966	5952	5782	5899	5907
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 10:00	23.01 11:00	11.12 13:00	23.12 17:00	04.02 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-13,5	-18,0	-7,2	-15	-5,2

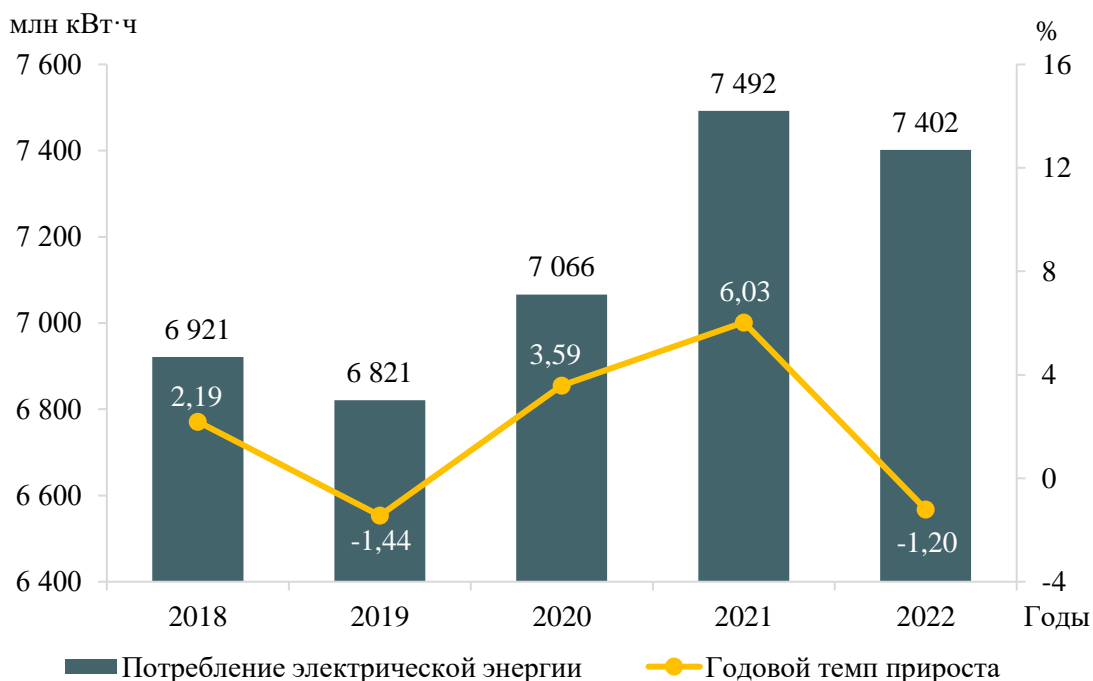


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

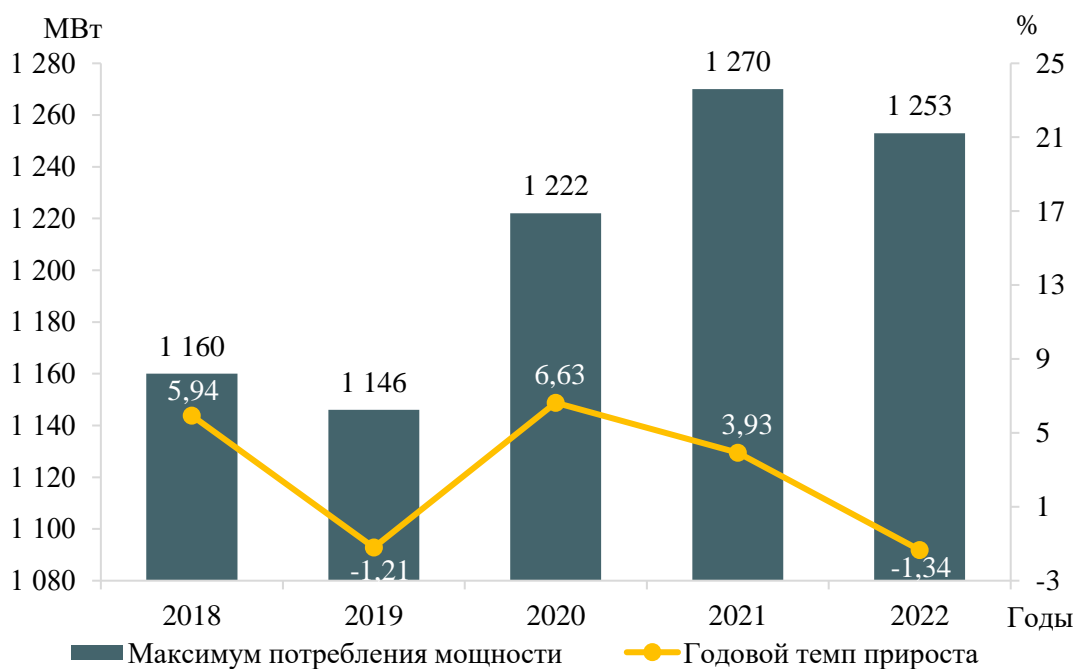


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области выросло на 629 млн кВт·ч и составило в 2022 году 7402 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,79 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области вырос на 158 МВт и составил 1253 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,73 %.

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

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;

– разнонаправленными тенденциями потребления промышленными потребителями и, в том числе, снижением потребления в металлургическом производстве в 2022 году.

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Калужской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство отпайки на ПС 220 кВ Войлово от ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2018	0,09 км
2	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
3	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
4	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
5	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
6	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	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 5 – 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	Установка трансформатора Т-1 220/10 кВ на ПС 220 кВ Войлово	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2018	160 МВА
2	220 кВ	Установка автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ на ПС 220 кВ Созвездие	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	250 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Протва	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	40 МВА
4	220 кВ	Замена автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ на ПС 220 кВ Литейная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Промзона № 2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2020	2×63 МВА
6	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
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Михали с двумя трансформаторами 110/10 кВ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×6,3 МВА
8	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
9	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Вега	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	40 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/10 кВ на ПС 110 кВ Вега	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	40 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ворсино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	25 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Протва	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	40 МВА
13	110 кВ	Установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ахлебинино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	25 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Калужской области к энергорайону, характеризующемуся рисками ввода ГАО относится:

– энергорайон ПС 220 кВ Мирная.

2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Мирная

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Мирная.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций расположения ПС 220 кВ Мирная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 скш-110 ПС 220 кВ Созвездие и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2 ПС 220 кВ Мирная, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками превышает АДТН на величину до 44,5 %, ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками на величину до 3,2 %, СВ-110 ПС 110 кВ Русиново на величину до 23,1 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68,9 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками с действием на ОН в объеме 68,9 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-2 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново превышает АДТН на величину до 34,3 %, секционной перемычки 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново на величину до 18,2 %, ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново на величину до 13,2 %, ШСВ 110 ПС 110 кВ Обнинск на величину до 10,1 % и ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на ПС Доброе на величину до 9,7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с действием на ОН в объеме не менее 40 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками превышает АДТН на величину до 8 %, ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная на величину до 0,6 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11,1 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 11,1 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками</p>

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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 контрольного замера (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
2018	19.12.2018	-10,2
	20.06.2018	19,3
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

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

– для однострансформаторных 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 контрольного замера за период 2018–2022 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 зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Радищево	110	T-1	ТДН-16000/110-76 У1	115/11	16	1976	90,75	10,51	9,16	9,09	11,58	10,12	7,37	5,87	7,59	7,01	6,76	0
			T-2	ТДН-16000/110-76 У1	115/11	16	1976	77,00	8,77	7,96	9,90	10,47	9,72	6,12	6,70	5,93	6,47	6,43	
2	ПС 110 кВ Белоусово	110	T-1	ТДТН-10000/110	115/38,5/11	10	1987	90,75	7,69	4,49	4,41	7,57	7,34	5,30	4,30	3,25	3,79	5,7	0
			T-2	ТДТН-10000/110-У1	115/38,5/11	10	2011	98,25	5,29	6,74	9,18	6,68	10,72	3,71	4,89	6,79	7,43	5,61	
3	ПС 110 кВ Строительная	110	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	115/11	10	1977	86,75	2,39	2,04	3,61	2,39	2,54	1,91	2,27	1,46	1,85	1,80	0
			T-2	ТДН-10000/110-70 У1	115/11	10	1977	90,75	6,96	7,00	7,05	9,12	5,72	4,57	4,36	4,95	5,27	5,35	
4	ПС 110 кВ Денисово	110	T-1	ТДТН-25000/110-У1	115/11/6,6	25	1992	96,5	8,73	10,8	11,10	11,18	9,10	8,75	9,96	10,93	16,00	8,71	2,249
			T-2	ТДН-16000/110	115/11	16	2007	88,5	10,67	5,92	10,86	11,65	8,19	7,02	8,07	10,10	6,80	9,10	
5	ПС 110 кВ Козельск	110	T-1	ТДТН-10000/110 У1	115/38,5/11	10	1969	86,75	6,61	4,87	5,65	5,59	5,87	5,00	3,73	3,74	3,93	4,35	1,139
			T-2	ТДТН-16000/110 У1	115/38,5/11	16	1981	80,88	7,24	7,31	7,84	6,85	7,52	4,02	5,42	5,43	5,90	4,55	
6	ПС 110 кВ Ахлебинино	110	T-1	ТДТН-25000/110 У1	115/38,5/11	25	2014	100	2,17	1,66	1,19	1,32	0,98	1,04	0,7	1,15	1,18	0,87	0
			T-2	ТДТН-25000/110 У1	115/38,5/11	25	2022	100	–	–	–	–	0,48	–	–	–	–	0,15	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода 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 Козельск	T-1	ТДТН-10000/110 У1	1969	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110 У1	1981	80,88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	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

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Радищево	2021	22,05	ПС 110 кВ Радищево	ТУ на ТП менее 670 кВт (98 шт.)			2023	1,92	0,075	0,4–10	0,192	22,26	22,26	22,26	22,26	22,26	22,26
2	ПС 110 кВ Белоусово	2022	18,06	ПС 110 кВ Белоусово	ТУ на ТП менее 670 кВт (168 шт.)			2023	4,92	2,85	0,4–10	0,492	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
3	ПС 110 кВ Строительная	2021	11,51	ПС 110 кВ Строительная	ТУ на ТП менее 670 кВт (159 шт.)			2023	4,02	0,473	0,4–10	0,402	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96
4	ПС 110 кВ Денисово	2021	22,83	–	–	–	–	–	–	–	–	–	22,83	22,83	22,83	22,83	22,83	22,83
5	ПС 110 кВ Козельск	2018	13,85	ПС 110 кВ Козельск	ТУ на ТП менее 670 кВт (42 шт.)			2023	1,004	0,45	0,4–10	0,1	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96
6	ПС 110 кВ Ахлебинино	2018	2,169	ПС 110 кВ Ахлебинино	ТУ на ТП менее 670 кВт (85 шт.) ТУ на ТП 670 кВт и выше (1 шт.)			2023	6,04	1,635	0,4–10	1,804	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17

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 1,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,21 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:

$$S_{персп}^{тр} = 22,05 + 0,21 + 0 - 0 = 22,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,6 % 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 3,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,26 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, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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 $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ 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 4,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,55 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,06 + 0,55 + 0 - 0 = 18,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 148,9 % (159,3 %) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белоусово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Белоусово расчетный объем ГАО составит 6,93 (6,11) МВА

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,61 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.

ПС 110 кВ Ахлебинино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 2,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 6,9 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 при ТНВ -10,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 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 6,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,0 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,17 + 2,0 + 0 - 0 = 4,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 13,3 % 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 2,17 МВА, выявленной в зимний контрольный замер 2018 года, в ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 18,1 % (17,4 %) 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 -10,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составит 1,2 (1,25).

С учетом перспективной нагрузки 4,17 МВА, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 34,8 % (33,4 %) 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 мероприятий, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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 4,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,51 + 0,45 + 0 - 0 = 11,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Строительная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Строительная расчетный объем ГАО составит 0,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,96 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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 – 78,5 %; по стороне СН – 117,1 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ 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).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,249 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) составит 20,581 МВА (102,9 % (по стороне ВН – 70,8 %; по стороне СН – 105,6 %) от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,83 + 0 + 0 - 2,249 = 20,581 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 102,9 % (по стороне ВН – 70,8 %; по стороне СН – 105,6 %) от $S_{днн}$, что превышает $S_{днн}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Денисово ниже уровня $S_{днн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Денисово расчетный объем ГАО составит 1,09 (0,58) МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Козельск.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 13,85 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 115,4 % от $S_{днн}$, что превышает $S_{днн}$ трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,139 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 составит 105,9 % (12,711 МВА), что превышает $S_{днн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 13,85 + 0,11 + 0 - 1,139 = 12,821 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 106,8 % от $S_{днн}$, что превышает $S_{днн}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Козельск ниже уровня $S_{днн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Козельск расчетный объем ГАО составит 0,82 МВА

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,821 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×10 на 1×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Калужской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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 2024–2029 годы

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

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калужской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – 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							
1	Центр обработки данных	ООО «Яндекс ДЦ Калуга»	0,0	49,0 (1-й этап 26,5 2-й этап 22,5)	110	2023 (1-й этап) 2025 (2-й этап)	ПС 220 кВ Спутник
2	Завод по переработке нефтепродуктов	ООО «Первый завод»	4,66	14,6	110	2024	ПС 220 кВ Спутник ПС 110 кВ Кондрово
3	Индустриальный парк	АО «Корпорация развития Калужской области»	2,0	14,0	10	2023	ПС 110 кВ Восток

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7420	7516	7898	8037	8634	9204	9181
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	96	382	139	597	570	-23
Годовой темп прироста, %	–	1,29	5,08	1,76	7,43	6,60	-0,25

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калужской области прогнозируется на уровне 9181 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,12 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 597 млн кВт·ч или 7,43 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 23 млн кВт·ч или 0,25 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

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

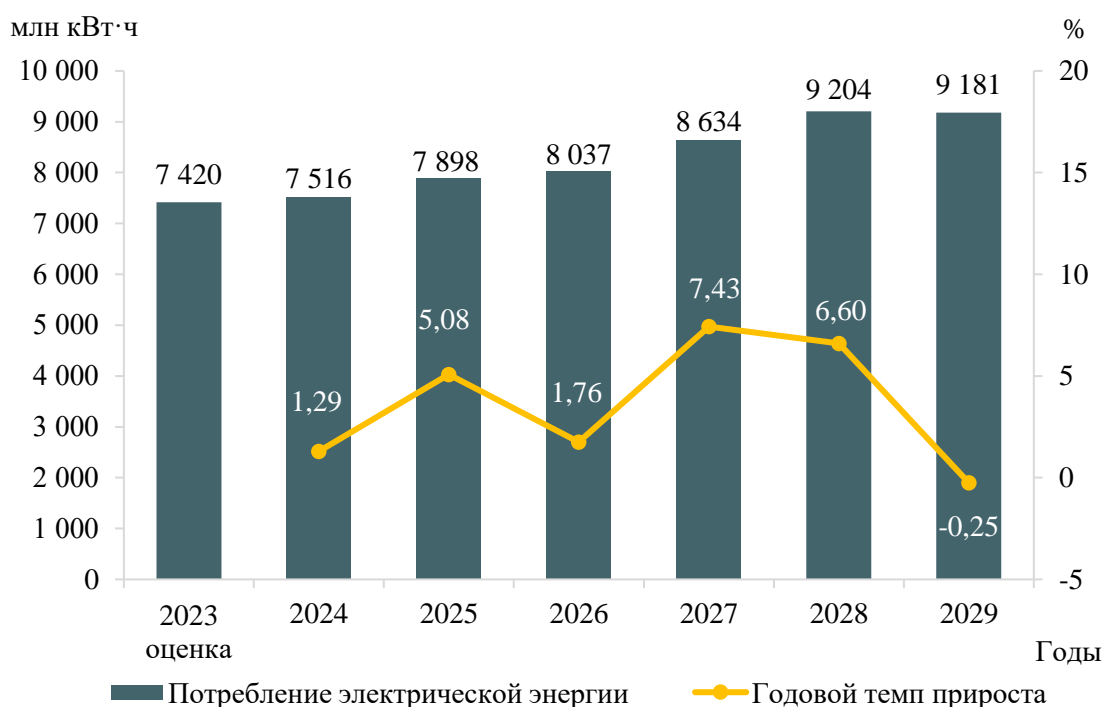


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

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 производств.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1291	1295	1340	1458	1458	1459	1459
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	4	45	118	0	1	0
Годовой темп прироста, %	–	0,31	3,47	8,81	0,00	0,07	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5747	5804	5894	5512	5922	6308	6293

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1459 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 118 МВт или 8,81 %. В 2027 и 2029 годах прироста мощности не ожидается.

Годовой режим электропотребления 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 2029 году прогнозируется на уровне 6293 ч/год.

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

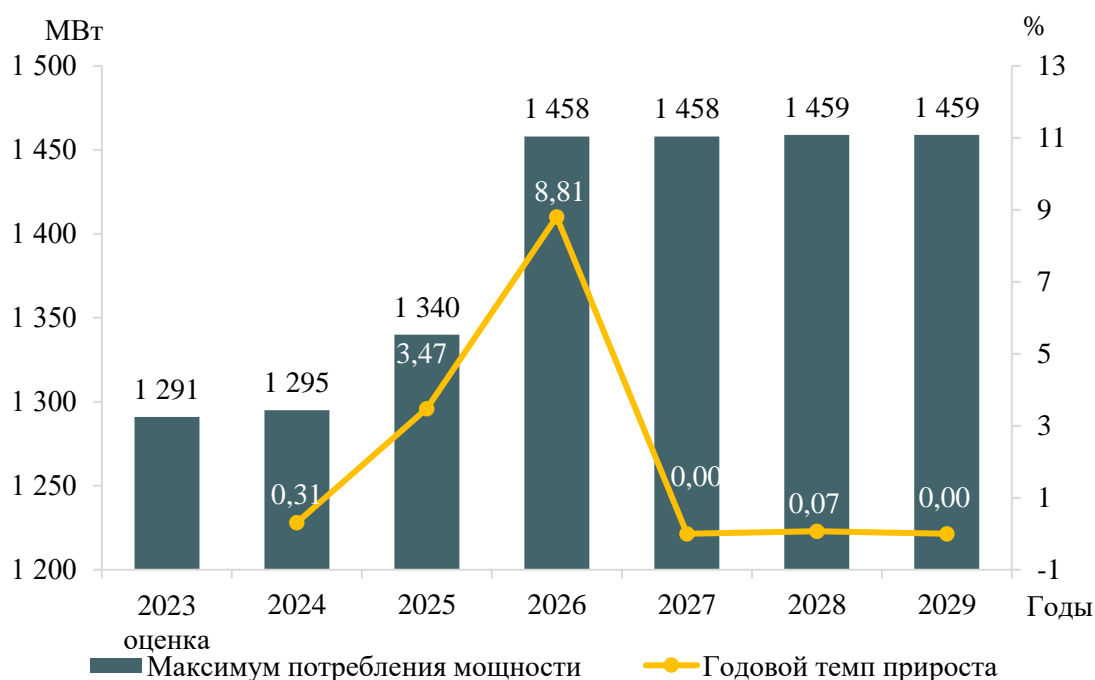


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Калужской области и годовые темпы прироста

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 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области к 2029 году составит 150 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена на рисунке 5.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Калужской области	150	150	150	150	150	150	150
ТЭС	150	150	150	150	150	150	150

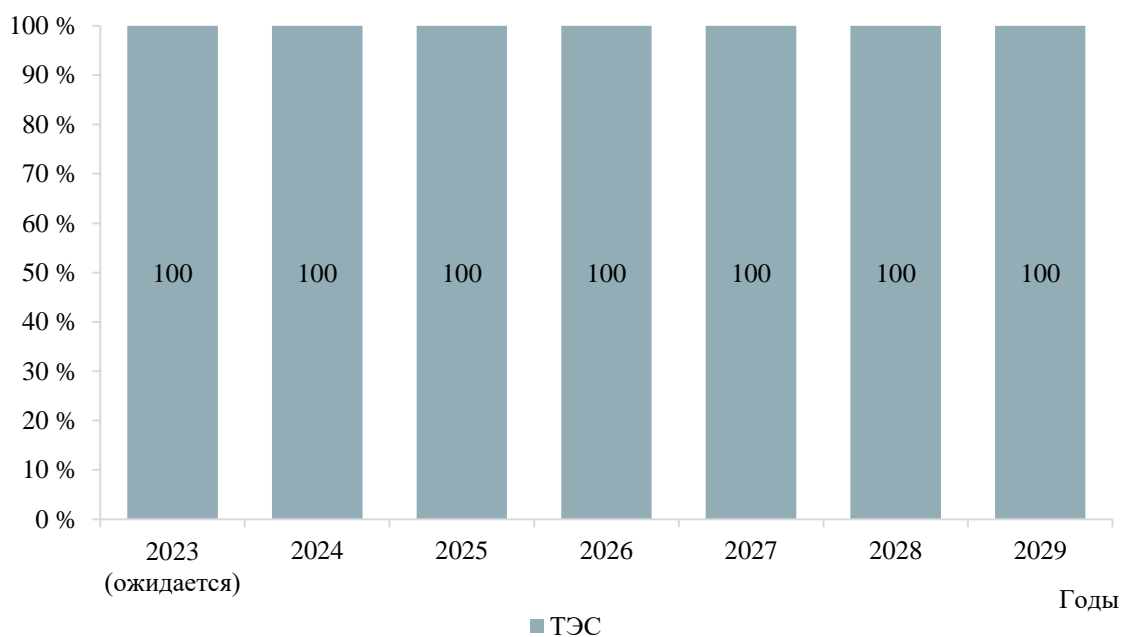


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области

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 2024–2029 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	70	–
3	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				
4	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

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

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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
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	–	–	–	–	–	–	–	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	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
5	Реконструкция ПС 110 кВ Козельск с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	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) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 02.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 24@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [1]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 [3];
- 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Калужской области осуществляют свою деятельность 13 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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:

¹ Приказ ФАС России от 14.11.2022 № 806/22 (с изм. 25.11.2022 № 895/22).

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 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 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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/EBITDA 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Министерства конкурентной политики Калужской области от 16.11.2022 № 165-РК (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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).

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 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче 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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,6 %	1,7 %	1,1 %	0,3 %	0,6 %	-0,3 %

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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Калужской области представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Калужской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2080	1879	1917	2083	2083	2083
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	282	60	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2627	2540	2391	2574	2574	2574

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 21 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 21 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	13,9	15,0	15,8	16,5	17,1	17,7
НВВ	млрд руб.	13,5	13,8	14,3	15,0	15,5	16,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,4	-1,2	-1,5	-1,5	-1,6	-1,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4
Среднегодовой темп роста	%	—	106	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,6	2,7	2,9	2,9	3,0
Среднегодовой темп роста	%	—	100	103	105	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3

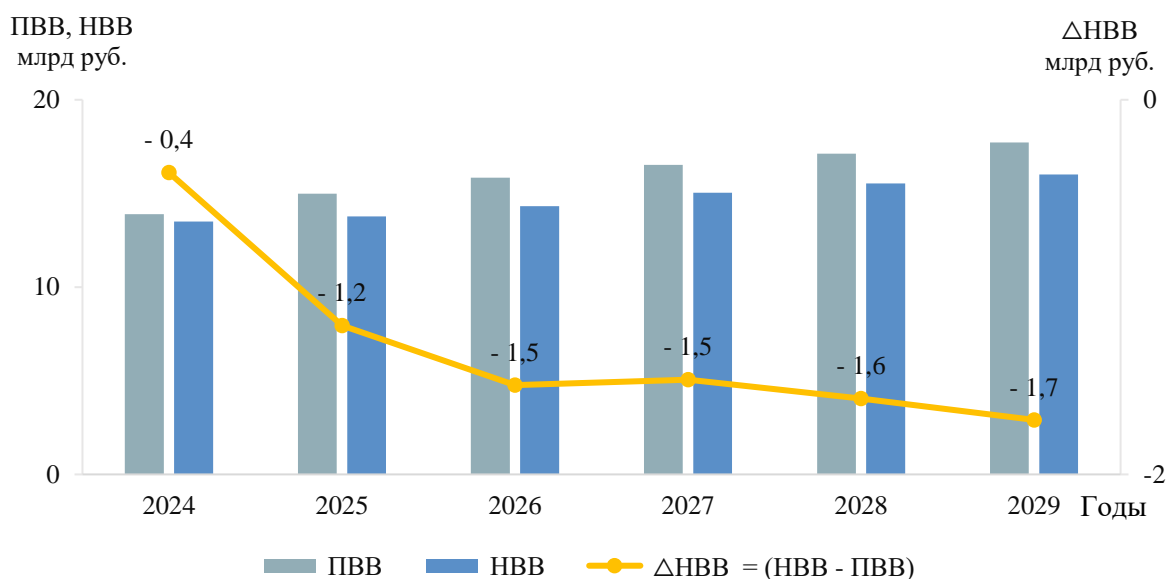


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения и снижения на 2 процентных пункта темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, сценарий 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,6 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

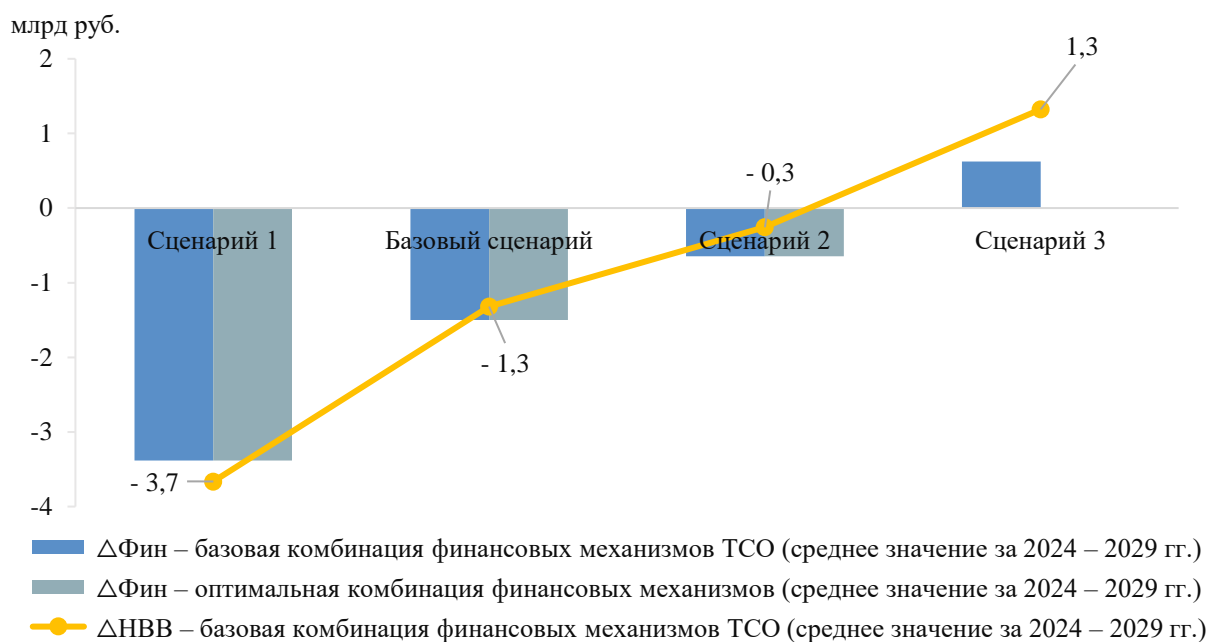


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	36 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 22).

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 2029 году в объеме 9181 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,12 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2029 году увеличится и составит 1459 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,20 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области в 2024–2029 годах прогнозируется в диапазоне 5512–6308 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 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области к 2029 году составит 150 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калужской области в период 2024–2029 годов не предусматриваются.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 24,8 км, трансформаторной мощности 567 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

3. 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	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	
		ТГ 3	Р-6-35/5М		6,0									Вывод из эксплуатации 01.07.2023
		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		–	–	–	41,8	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	
		2	ПР-6-35-10-5		6,0									Отсоединение 01.07.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	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.Ворогынск	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	Ввод в эксплуатацию 01.05.2023
		ГТУ №2	MARS 100		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	Ввод в эксплуатацию 01.05.2023
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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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.	192,52	186,02
2	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебино 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 Ахлебино и Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебино 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.	68,02	68,02
					110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	148,86	148,86
				ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2023 ³⁾			
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	220,61	220,61
5	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Козельск с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2023	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.	117,17	114,28

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
6	Калужской области	Калужская область	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново; – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,85	13,89

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.