

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
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 .....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	16
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 .....	24

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	27
3.3	Прогноз потребления мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
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 Липецкой 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 .....	36
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	40
7.1	Основные подходы .....	40
7.2	Исходные допущения.....	41
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	44
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	45
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	46
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	49
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	50
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	52

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.....	54
--------------	---	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АПВ	–	автоматическое повторное включение
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
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
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение

ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 Липецкой области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 Липецкой области на каждый год перспективного периода (2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Воронежской, Липецкой и Тамбовской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– ООО «Первая Сетевая Компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Липецкой области;

– ООО «Лонгричбизнес» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области.

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Липецкой области связана с энергосистемами:

– Тамбовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Орловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Курской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Воронежской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.

## 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Липецкой области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «НЛМК»	968,0
ООО «ТК Елецкие овощи»	136,0
ООО «Овощи Черноземья»	128,0
Более 50 МВт	
ООО «ТК ЛипецкАгро»	73,0
Более 10 МВт	
АО «ОЭЗ ПИТ Липецк»	41,0
Липецкий филиал АО «ЦЕМРОС»	22,0
ООО «Бумпак»	19,0

## 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области на 01.01.2025 составила 1132,6 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Липецкой 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 Липецкой области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1132,6	–	–	–	–	1132,6
ТЭС	1132,6	–	–	–	–	1132,6

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Липецкой области в 2024 году составило 5611,5 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Липецкой области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	5480,7	5783,7	5665,9	5805,7	5611,5
ТЭС	5480,7	5783,7	5665,9	5805,7	5611,5

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13173	13868	13869	13968	14015
Годовой темп прироста, %	2,24	5,28	0,01	0,71	0,34
Максимум потребления мощности, МВт	2086	2161	2097	2073	2049
Годовой темп прироста, %	8,36	3,60	-2,96	-1,14	-1,16
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6315	6417	6614	6738	6840
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	14.12 09:00	24.12 11:00	12.01 10:00	10.12 14:00	14.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-7,2	-15,3	-11,2	-8,5	-18,7

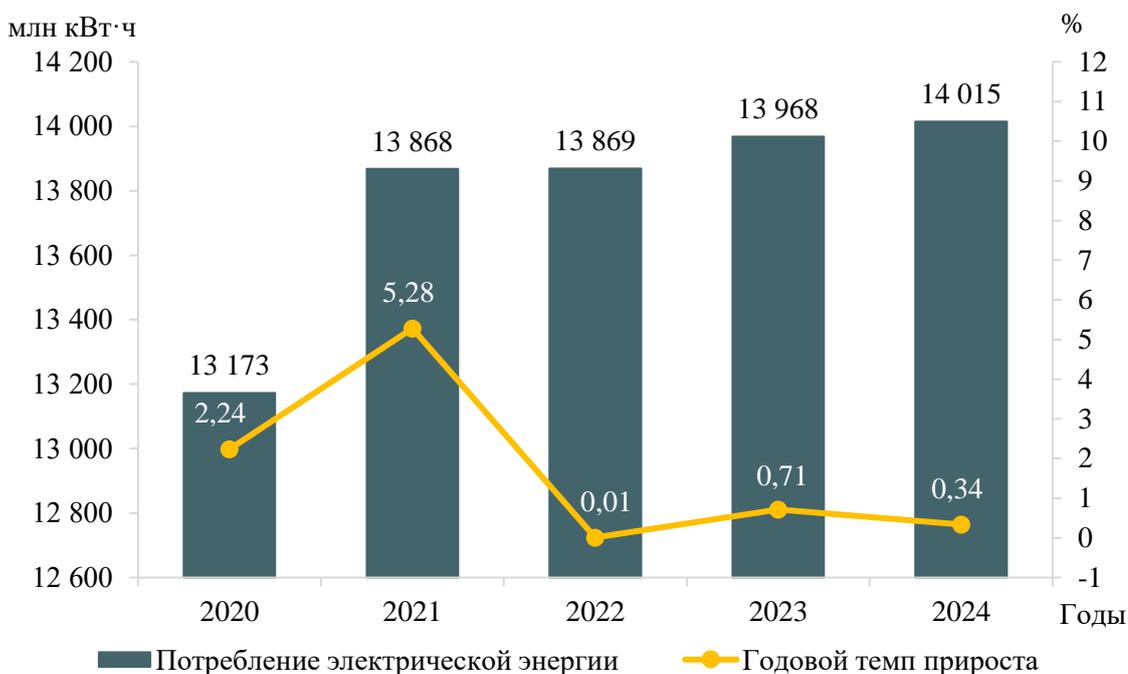


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Липецкой области и годовые темпы прироста

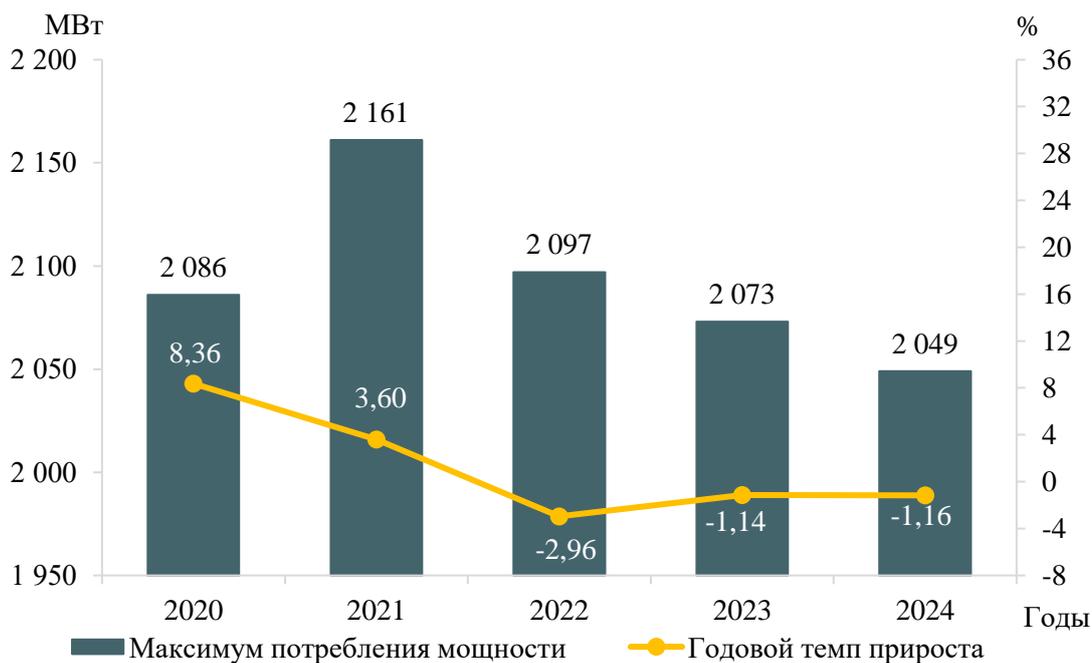


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Липецкой области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Липецкой области увеличилось на 1131 млн кВт·ч и составило в 2024 году 14015 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,70 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 5,28 % в 2021 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 0,01 % в 2022 году.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области вырос на 124 МВт и составил 2049 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,26 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 8,36 % в 2020 году, наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 2,96 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области был зафиксирован в 2021 году в размере 2161 МВт.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления основного потребителя металлургического комплекса ПАО «НЛМК»;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет развития современных тепличных комплексов по круглогодичному выращиванию овощей ООО «ТК Елецкие овощи», ООО «ТК ЛипецкАгро» и ООО «Овощи Черноземья»;
- увеличением потребления населением.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ РП-1 – ГПП-4	Абонентская	2020	4,22 км
2	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ – ГПП-4	Абонентская	2020	2,59 км
3	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I цепь. Замена провода АС-300/39 на АС-500/64 и опор	ПАО «Россети»	2021	19 км
4	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II цепь. Замена провода АС-300/39 на АС-500/64 и опор	ПАО «Россети»	2021	18,97 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Университетская от ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь	ПАО «Россети Центр»	2023	0,438 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Университетская от ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная II цепь	ПАО «Россети Центр»	2023	0,438 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1 от ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – Правобережная I цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2023	12,104 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1 от ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – Правобережная II цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2023	12,104 км
9	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая I цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 220 кВ РП-3 – Северная I цепь	ПАО «Россети»	2023	0,946 км
10	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая I цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 220 кВ Metallургическая – РП-3 I цепь	ПАО «Россети»	2023	1,037 км
11	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая II цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 220 кВ РП-3 – Северная II цепь	ПАО «Россети»	2023	0,957 км
12	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая II цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 220 кВ Metallургическая – РП-3 II цепь	ПАО «Россети»	2023	1,024 км
13	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Правая (ВЛ 110 кВ Прокат Правая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 с увеличением протяженности ВЛ на 0,859 км и образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – РП-2 I цепь	ПАО «НЛМК»	2024	0,859 км
14	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Левая (ВЛ 110 кВ Прокат Левая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 с увеличением протяженности ВЛ на 0,859 км и образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – РП-2 II цепь	ПАО «НЛМК»	2024	0,859 км
15	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Правая (ВЛ 110 кВ РП-2 Правая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Metallургическая с увеличением протяженности ВЛ на 0,911 км и образованием ВЛ 110 кВ Metallургическая – РП-2 II цепь	ПАО «НЛМК»	2024	0,911 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая (ВЛ 110 кВ РП-2 Левая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Metallургическая с увеличением протяженности ВЛ на 0,911 км и образованием ВЛ 110 кВ Metallургическая – РП-2 I цепь	ПАО «НЛМК»	2024	0,911 км
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Левая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 с увеличением протяженности ВЛ на 1,012 км и образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-3 I цепь с отпайкой на ГПП-11	ПАО «НЛМК»	2024	1,012 км
18	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-3 Правая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 с увеличением протяженности ВЛ на 1,012 км и образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-3 II цепь с отпайкой на ГПП-11	ПАО «НЛМК»	2024	1,012 км
19	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая (ВЛ 110 кВ РП-2 Левая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 и ПС 110 кВ ГПП-5 и строительством новой отпайки до ПС 110 кВ ГПП-5.1 с увеличением протяженности ВЛ на 0,262 км и образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-5 I цепь с отпайкой на ГПП-5.1	ПАО «НЛМК»	2024	0,262 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Правая (ВЛ 110 кВ РП-2 Правая) с выполнением перезавода на ПС 220 кВ РП-3 и ПС 110 кВ ГПП-5 и строительством новой отпайки на ПС 110 кВ ГПП-5.1 с увеличением протяженности ВЛ на 0,275 км и образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-5 II цепь с отпайкой на ГПП-5.1	ПАО «НЛМК»	2024	0,275 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГПП-15-1	ПАО «НЛМК»	2020	100 МВА
2	220 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 220 кВ Правобережная	ПАО «Россети»	2021	2×150 МВА
3	220 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 220 кВ Правобережная	ПАО «Россети»	2021	150 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Сухая лубна	АО «Транснефть – Дружба»	2022	40 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Сухая лубна	АО «Транснефть – Дружба»	2023	40 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1	ПАО «Россети Центр»	2023	2×40 МВА
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ РП-3	ПАО «НЛМК»	2023	2×200 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП-5.1 с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «НЛМК»	2024	32 МВА

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

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

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

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

**2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ**

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-4,4
	17.06.2020	22,1
2021	15.12.2021	-2,2
	16.06.2021	21,8
2022	21.12.2022	-1,7
	15.06.2022	17,4
2023	20.12.2023	1,9
	21.06.2023	16,1
2024	18.12.2024	-5,3
	19.06.2024	21,6

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Центр»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Долгоруково	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	1,06	1,03	1,60	1,49	1,06	0,62	5,83	0,87	0,98	0,66	0
			T-2	115/38,5/11	10	6,30	6,08	6,06	6,37	8,11	4,68	0	3,60	4,84	4,53	
2	ПС 110 кВ Казинка	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	5,57	4,31	4,43	4,14	11,61	2,66	3,05	3,21	0	4,68	0
			T-2	115/38,5/11	16	12,26	15,43	13,00	13,92	8,62	8,64	12,72	10,01	13,09	9,09	
3	ПС 110 кВ Новая Деревня	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	10	8,54	3,85	3,28	2,92	3,50	2,02	2,61	2,05	0	2,77	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	0	1,80	6,77	8,61	7,77	4,83	4,50	6,91	8,03	8,40	
4	ПС 110 кВ Химическая	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	3,49	4,71	4,43	7,24	4,64	3,19	4,26	3,80	3,69	3,82	0
			T-2	115/38,5/11	16	8,05	5,08	9,75	13,55	5,54	5,06	3,88	4,02	6,90	5,98	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Долгоруково	T-1	ТМТ-6300/110/35/10	1971	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Казинка	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1979	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1981	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Новая Деревня	T-1	ТДТН-10000/110/35/6	1988	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/6	2016	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Химическая	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1986	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Долгоруково	2024 / зима	9,17	ПС 110 кВ Долгоруково	ООО «Агрофирма Елецкий»	01.08.2024	42491388	2026	1,00	0	10	0,10	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33
				–	ТУ для ТП менее 670 кВт	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	ПС 110 кВ Казинка	2024 / зима	20,23	–	–	–	–	2026	1,60	0	0,23–10	0,16	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40	20,40
3	ПС 110 кВ Новая Деревня	2023 / зима	11,53	–	–	–	–	2026	1,10	0	0,23–10	0,11	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65	11,65
4	ПС 110 кВ Химическая	2023 / зима	20,79	–	–	–	–	2026	0,36	0	0,23–0,4	0,04	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83

### ПС 110 кВ Долгоруково.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 9,17 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 23,67 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 77,91 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,177.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,16 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{\text{срм}}$  – 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,17 + 0,16 + 0 - 0 = 9,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Долгоруково, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 25,82 % (без ТП превышение до 23,67 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Долгоруково, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 79,27 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Долгоруково ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Долгоруково расчетный объем ГАО составит 1,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,34 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Казинка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 7,42 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,177.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,23 + 0,17 + 0 - 0 = 20,40 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Казинка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8,33 % (без ТП превышение до 7,42 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казинка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Казинка расчетный объем ГАО составит 1,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,41 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новая Деревня.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,53 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 1,41 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 92,24 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при  $T_{\text{НВ}} + 1,9$  °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,137 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,10 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,53 + 0,12 + 0 - 0 = 11,65 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Новая Деревня, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 2,46 % (без ТП превышение до 1,41 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Новая Деревня, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 93,20 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Новая Деревня ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Новая Деревня расчетный объем ГАО составит 0,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 11,65 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 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Химическая.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 20,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 14,28 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,137.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,79 + 0,04 + 0 - 0 = 20,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Химическая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 14,50 % (без ТП превышение до 14,28 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Химическая ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Химическая расчетный объем ГАО составит 2,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,83 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Альтернативным вариантом предотвращения ввода ГАО в ПАР согласно предложению ПАО «Россети Центр» является:

– реконструкция ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора мощностью 16 МВА.

При этом в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 57,27 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В таблице 11 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию описанных вариантов по данным, предоставленным ПАО «Россети Центр».

Таблица 11 – Капитальные затраты вариантов реконструкции ПС 110 кВ Химическая

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (с НДС)	595,53	513,39
<i>То же в процентах</i>	<i>116 %</i>	<i>100 %</i>

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 Липецкой 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 Липецкой 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

Реконструкция участка двухцепной ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 протяженностью 1,634 км с заменой провода АС-70/11 на АС-120/19.

За период с 2021 года по 2023 год включительно на данной линии произошло 7 отключений одной из цепей, 6 раз из них с неуспешным АПВ, 4 раза из них по причине отгорания провода при прохождении токов короткого замыкания по проводу ВЛ.

Комиссией филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» было проведено техническое освидетельствование ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая. По результатам освидетельствования было установлено, что провод на участке от опоры № 1 до опоры № 12 имеет неудовлетворительное техническое состояние (Акт технического освидетельствования от 29.11.2023). Изоляция на данном участке имеет стойкое загрязнение, линейная арматура на участке пересечения с прудом имеет коррозионный износ.

В соответствии с ПУЭ [3], п. 2.5.77, минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм<sup>2</sup>.

ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая отходят от РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ситовка. Данное РУ выполнено по схеме № 110-12. Ячейки выключателей 110 кВ, через которые ВЛ подключены к РУ, выполнены на выключателях ВГТ-110 Ш-40/3150У. Также в схеме подключения ВЛ к РУ применены разъединители следующих типов: РГНП.1а-110/2000-50УХЛ1, РГНП.2-110/2000-50УХЛ1, РЛНД-1-110/600, РЛНД-2-110/600.

Длительно допустимый ток для провода марки АС-70 составляет 265 А при ТНВ +25 °С и 341,85 А при ТНВ -5 °С. Таким образом, оборудование ячеек ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая в РУ 110 кВ Ситовка не ограничивает нагрузку на ВЛ величиной длительно-допустимого тока для провода марки АС-70.

В связи с этим, увеличение сечения провода на участке ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 приведет к увеличению пропускной способности линии, при реконструкции ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая необходимо выполнить замену провода АС-70/11 на АС-120/19.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

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 2026–2031 годы**

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Липецкой 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Центр обработки данных	ООО «Хэш Мейкер»	0,0	40,0	10	2025	ПС 220 кВ Казинка
2	ПАО «НЛМК» (развитие производства)	ПАО «НЛМК»	0,0	15,0	220	2025	ПС 220 кВ Металлургическая ПС 220 кВ Северная

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14043	14198	14345	14454	14455	14521	14551
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	155	147	109	1	66	30
Годовой темп прироста, %	–	1,10	1,04	0,76	0,01	0,46	0,21

Потребление электрической энергии по энергосистеме Липецкой области прогнозируется на уровне 14551 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,54 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 155 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 1,10 %. Наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 1 млн кВт·ч или 0,01 %.

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

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



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

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

- расширением производства в металлургическом комплексе на ПАО «НЛМК»;
- вводом новых промышленных потребителей, а также потребителя в сфере хранения и обработки данных;
- увеличением потребления населением, связанным с ростом объемов жилищного строительства.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2160	2186	2193	2193	2194	2203	2204
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	7	0	1	9	1
Годовой темп прироста, %	–	1,20	0,32	0,00	0,05	0,41	0,05

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6501	6495	6541	6591	6588	6591	6602

Максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области к 2031 году прогнозируется на уровне 2204 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,05 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 26 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 1,20 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2029 и 2031 годах в размере 1 МВт или 0,05 %. В 2028 году изменения значения максимума потребления мощности не прогнозируется.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде, что обусловлено наличием большой доли промышленного производства. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6602 ч/год.

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



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

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Липецкой области в 2025 году предусматриваются в объеме 300 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Липецкой области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Липецкой области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	300	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	300	–	–	–	–	–	–	–

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области в 2031 году составит 1437,5 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Липецкой области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Липецкой области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Липецкой области представлена на рисунке 5.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5
ТЭС	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5	1437,5

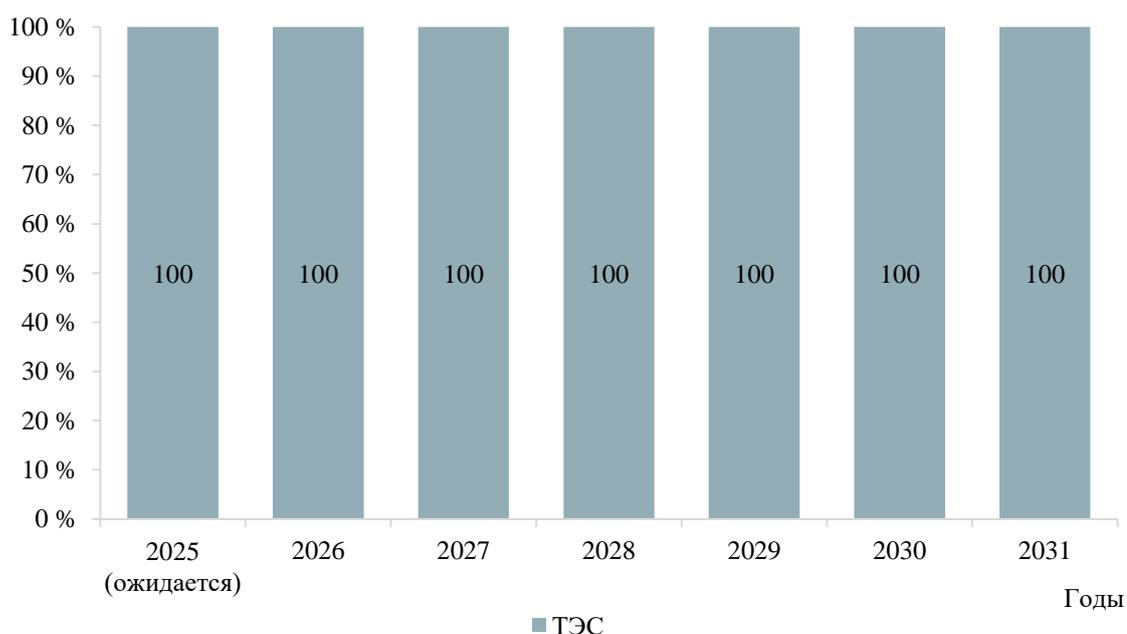


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Липецкой области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Липецкой 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 2025–2031 годы**

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

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

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

В таблице 17 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 Липецкой области.

Таблица 17 – 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 Липецкой области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая, Правая на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-I I, II цепь ориентировочной протяженностью 6,6 км каждая	ПАО «НЛМК»	110	км	2×6,6	–	–	–	–	–	–	–	13,2	Обеспечение выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2 и технологического присоединения потребителя ПАО «НЛМК»	ПАО «НЛМК»	–	300
2	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 с образованием ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая II цепь ориентировочной протяженностью 3,4 км (ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 демонтируются)	ПАО «НЛМК»	110	км	3,4	–	–	–	–	–	–	–	3,4				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция участка двухцепной ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 протяженностью 1,634 км с заменой провода АС-70/11 на АС-120/19	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	2×1,634	–	–	–	–	–	3,268	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Долгоруково с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Казинка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Деревня с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	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 Липецкой области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 14.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Липецкой области по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Липецкой области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	4,62	280,87	227,04	416,77	156,42	0,00	0,00	1085,71

## **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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [6] 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 2025 год на территории Липецкой области осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 97 % в суммарной НВВ сетевых организаций Липецкой 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 Липецкой области на прогнозный период включает в себя:

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

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

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

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

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

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства –

---

<sup>1</sup> Постановление Управления энергетики и тарифов Липецкой области от 24.12.2021 № 49/3.

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

25 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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением управления

энергетики и тарифов Липецкой области от 29.11.2024 № 57/5 «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии на территории Липецкой области на 2025–2029 годы» (с изменениями от 26.12.2024) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Липецкой области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Липецкой 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 Липецкой области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Липецкой области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на

---

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,7 %	0,4 %	0,4 %	-0,2 %	0,1 %	0,2 %

### 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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Липецкой области представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Липецкой области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1993	1927	2018	2376	2345	2345
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	234	189	347	130	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2205	2212	3347	2436	2815	2815

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Липецкой 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 24 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 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Липецкой области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	14,9	16,1	17,1	17,8	18,5	19,3
НВВ	млрд руб.	14,7	15,6	16,0	16,8	17,0	17,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,2	-0,5	-1,1	-1,0	-1,5	-1,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,33	3,60	3,79	3,95	4,11	4,29
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,28	3,48	3,55	3,73	3,78	3,97
Среднегодовой темп роста	%	–	106	102	105	101	105
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,04	-0,11	-0,24	-0,22	-0,33	-0,32

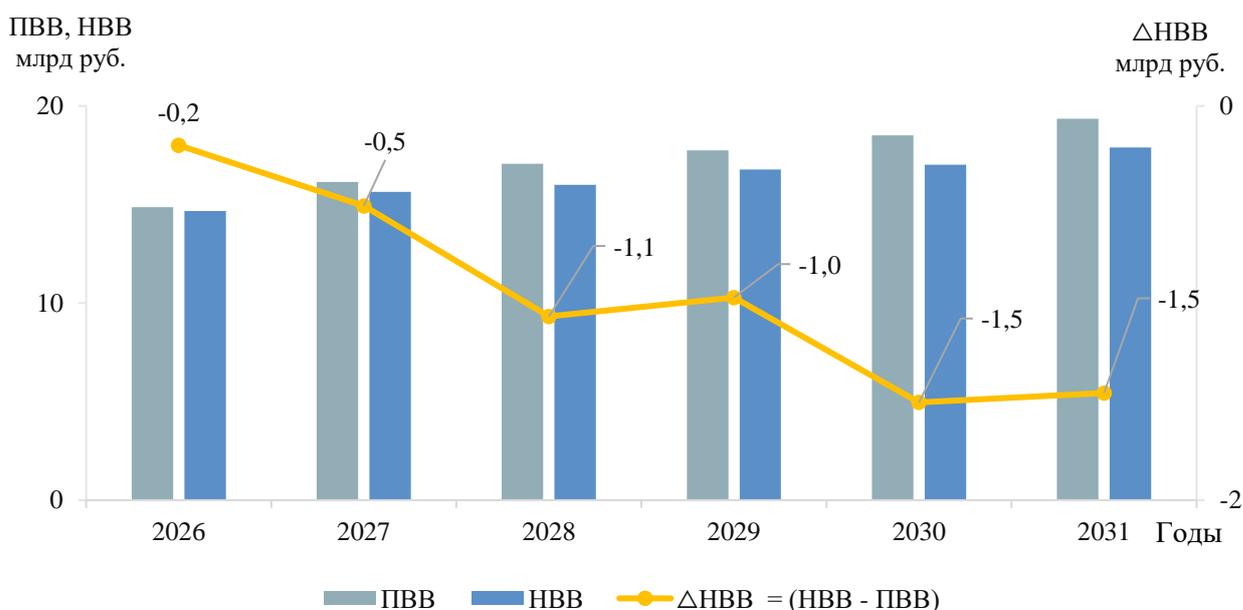


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Липецкой области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Липецкой 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 Липецкой 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 единого (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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при снижении (сценарий 2 – за исключением 2028 года) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) среднего единого (котлового) тарифа. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно период наличия дефицита финансирования составляет 1,0–13,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

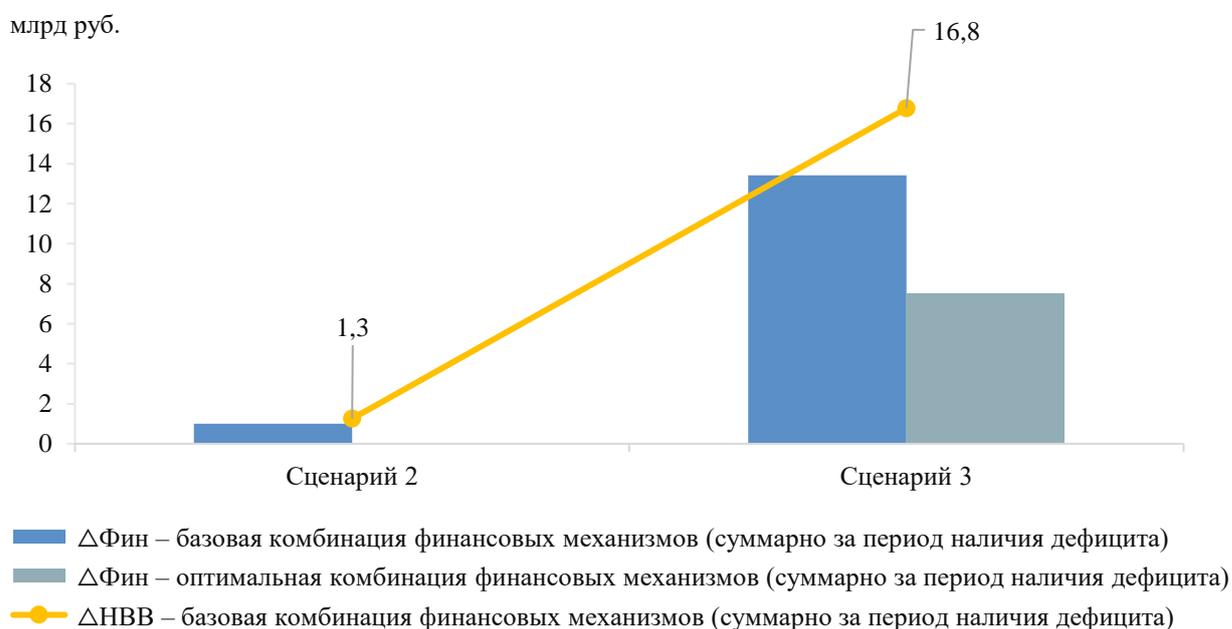


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	4 %	61 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	27 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	14 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 25) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Липецкой области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Липецкой 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 Липецкой области оценивается в 2031 году в объеме 14551 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,54 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области к 2031 году увеличится и составит 2204 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,05 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Липецкой области в 2026–2031 годах прогнозируется в диапазоне 6495–6602 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области в 2031 году составит 1437,5 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Липецкой области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Липецкой области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 19,868 км, трансформаторной мощности 43,7 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание : утверждены Министром топлива и энергетики 6 октября 1999 г. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_98464/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98464/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от

21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL:  
[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения:  
29.08.2025).

**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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Липецкой области														
Елецкая ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут										
		4	P-5(6)-35/10		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		5	ПТ-12/13-3,4/1,0-1,0		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	Присоединение 01.02.2025
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9		
Данковская ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут										
		1	АТ-6-35/1,2		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2	P-4-35/6		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Липецкая ТЭЦ-2	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		5	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0		
ТЭЦ НЛМК	ПАО «НЛМК»			Природный газ, доменный газ, коксовый газ, мазут										
		1	ПТ-35/55-3,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	T-25-8,8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	P-12-90/13		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	T-50-8,8/0,12		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-8,9/1,9		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	ПТ 35/55-3,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		8	K-25-8,8	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0		
ТЭЦ ЛТК «Свободный сокол»	ООО ЛТК «Свободный сокол»			Природный газ, доменный газ, мазут										
		2	АК-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	АП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ Добринского сахарного завода	ПАО «Добринский сахарный завод»			Газ										
		1	P-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5M		11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2		
ТЭЦ Грязинского сахарного завода	ЗАО «Грязинский сахарный завод»			Газ, мазут										
		1	AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Stal		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание		
														Установленная мощность, МВт	
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	АО «АПО «Аврора»	1	Т125	Газ											
Установленная мощность, всего															
ТЭЦ Боринского сахарного завода	АО «АПО «Аврора»	1	P-2,5-15/3M	Газ											
Установленная мощность, всего															
ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	ОАО «Лебедянский сахарный завод»	3	P4-35-5 M	Газ, мазут											
Установленная мощность, всего															
УТЭЦ НЛМК	ПАО «НЛМК»	1	ПТ-40/50-8,8/1,3	Природный газ, доменный газ											
Установленная мощность, всего															
ГТРС НЛМК	ПАО «НЛМК»	1	MPS19.1-315.5/45	Доменный газ											
Установленная мощность, всего															
Мини ТЭЦ ТК ЛипецкАгро (МиниТЭЦ-1)	ООО «ТК ЛипецкАгро»	1	JMS620	Газ											
Установленная мощность, всего															
УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	ПАО «НЛМК»	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ											
Установленная мощность, всего															
ТЭЦ сахарного завода в г. Елец	ООО «Агроснабсахар»	1	SST-300	Газ											
Установленная мощность, всего															

**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 Липецкой области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Долгоруково с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	148,96	148,96
2	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Казинка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	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	359,75	359,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
3	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Деревня с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	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	172,60	172,60
4	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2027 <sup>3)</sup>	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	368,00	368,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
5	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция участка двухцепной ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 протяженностью 1,634 км с заменой провода АС-70/11 на АС-120/19	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	2×1,634	–	–	–	–	–	3,268	2026 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов	36,40	36,40

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> 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.