

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание энергосистемы	6
1.1 Основные внешние электрические связи	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	7
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	8
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
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	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	12
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	12
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	12
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	12
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	13
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	14
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	14
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	16
3.3 Прогноз потребления мощности	17

3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	18
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	20
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	20
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 Ульяновской области	20
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	22
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	24
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	25
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	26
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	27
7.1	Основные подходы	27
7.2	Исходные допущения.....	28
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	31
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	32
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	34
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	36
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	38
	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.....	40

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС Средний единый (котловой) тариф	–	Системный оператор Единой энергетической системы 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
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ульяновской 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 Ульяновской 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 Ульяновской 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 Ульяновской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ и обслуживает территорию Ульяновской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Средне-Волжское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ульяновской, Пензенской областей, республик Чувашия, Мордовия и Марий Эл;

– филиал ПАО «Россети Волга» – «Ульяновские распределительные сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ульяновской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Ульяновской области связана с энергосистемами:

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

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

– Самарской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт., ВЛ 35 кВ – 2 шт., ВЛ 10 кВ – 6 шт.;

– Пензенской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 10 кВ – 1 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Ульяновской области с указанием максимального потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Ульяновской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	66,3
Более 10 МВт	
ООО «УАЗ»	37,2
Филиал «Авиастар» ПАО «Ил»	32,0
АО «ДААЗ»	22,7
АО «Транснефть-Дружба»	22,3

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Ульяновский филиал ПАО НК «РуссНефть»	14,8

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ульяновской области на 01.01.2025 составила 1029,9 МВт, в том числе: АЭС – 72,0 МВт, ТЭС – 872,5 МВт, ВЭС – 85,4 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1029,9	–	–	–	–	1029,9
АЭС	72,0	–	–	–	–	72,0
ТЭС	872,5	–	–	–	–	872,5
ВЭС	85,4	–	–	–	–	85,4



Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ульяновской области по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ульяновской области в 2024 году составило 2796,2 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 193,2 млн кВт·ч, ТЭС – 2406,0 млн кВт·ч, ВЭС – 197,0 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	2316,6	2477,4	2585,4	2687,4	2796,2
АЭС	209,3	93,1	312,6	299,6	193,2
ТЭС	1894,0	2165,6	2088,8	2172,0	2406,0
ВЭС	213,3	218,8	183,9	215,7	197,0

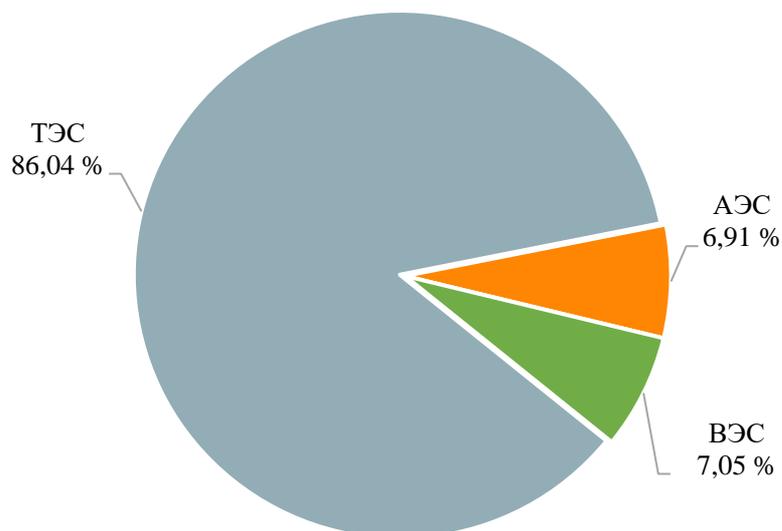


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ульяновской области в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ульяновской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5453	5628	5598	5570	5804

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Годовой темп прироста, %	-2,83	3,21	-0,53	-0,50	4,20
Максимум потребления мощности, МВт	960	1004	990	984	976
Годовой темп прироста, %	-0,21	4,58	-1,39	-0,61	-0,81
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5680	5606	5655	5661	5947
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	04.12 09:00	25.02 09:00	25.01 09:00	12.12 09:00	23.01 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,3	-21,3	-19,8	-16,3	-16,5

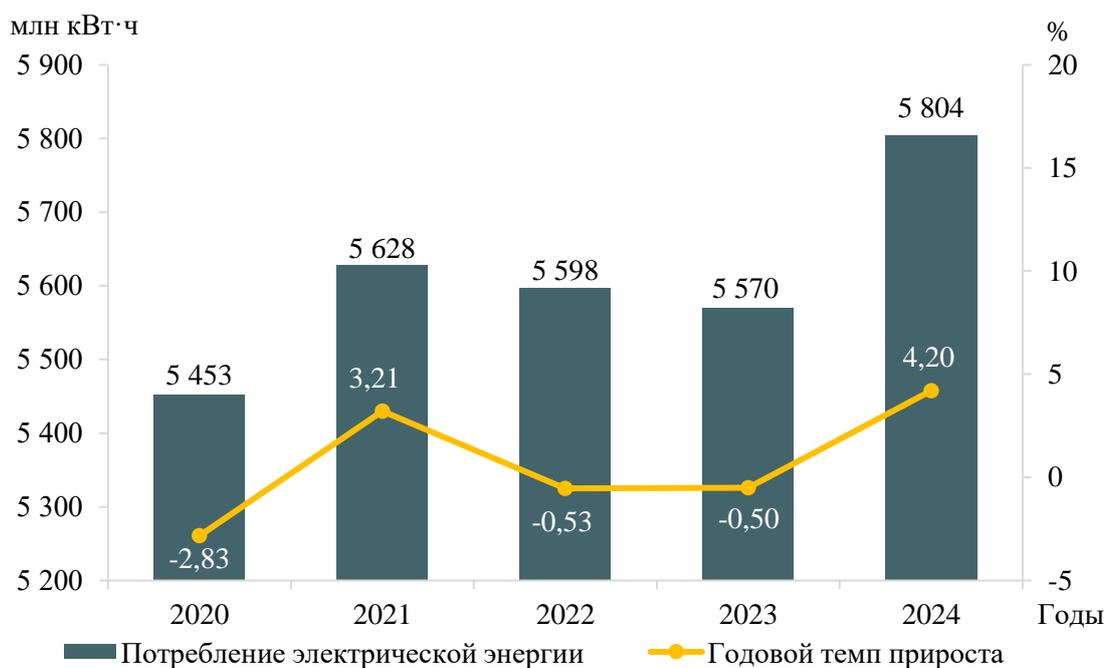


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ульяновской области и годовые темпы прироста

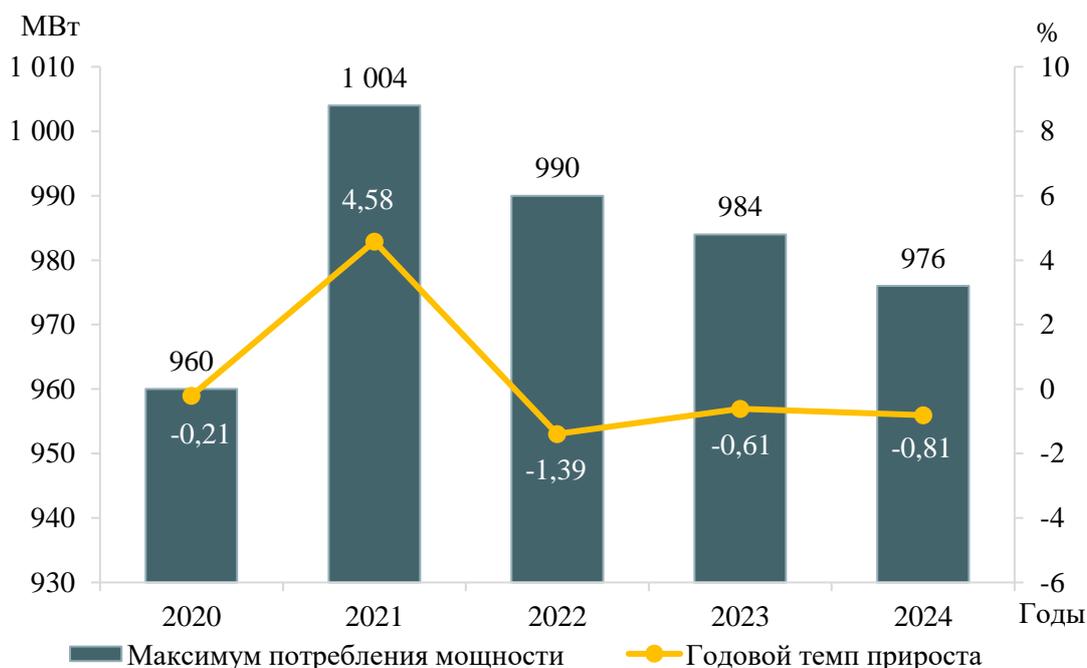


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ульяновской области увеличилось на 192 млн кВт·ч и составило в 2024 году 5804 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,68 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 3,21 % в 2021 году. Наибольшее годовое снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,83 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области увеличился на 14 МВт и в 2024 году составил 976 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,29 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 4,58 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ в зимний период. Наибольшее годовое снижение зафиксировано в 2022 году и составило 1,39 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области был зафиксирован в 1991 году в размере 1492 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением объемов транспортировки нефти и нефтепродуктов магистрального нефтепровода АО «Транснефть-Дружба»;
- разнонаправленными тенденциями потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления населением.

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

Изменения состава и параметров ЛЭП, трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ульяновской области отсутствуют.

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 Ульяновской 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

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 кВ на территории Ульяновской области, направленные на исключение рисков ввода ГАО, и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Полевая с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	2×40 МВА	2029	ПАО «Россети Волга»
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сызрань – Коптевка тяговая с отпайками до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 3,8 км	3,8 км	2029	ПАО «Россети Волга»
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коптевка тяговая – Клин с отпайкой на ПС Нагорная до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 8,76 км	8,76 км	2029	ПАО «Россети Волга»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
4	Строительство ПС 110 кВ Арнест с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	2×16 МВА	2029	ПАО «Россети Волга»
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Чердаклы – Дмитриево-Помряскино до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,97 км	2,97 км	2029	ПАО «Россети Волга»
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1М I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,41 км	2,41 км	2029	ПАО «Россети Волга»

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 6 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ульяновской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 6 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ульяновской 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	Промышленный комплекс по получению промышленных спиртов	ООО «РУСОКСО»	0,0	13,0	110	2025	Ульяновская ТЭЦ-2
2	ООО «Бриджстоун Тайер Мануфэкчуринг СНГ»	АО «Корпорация развития Ульяновской области»	11,0	12,0	110	2025	ГПП 110 кВ Юбилейная Проектируемая ПС 110 кВ ООО «Бриджстоун Тайер Мануфэкчуринг СНГ»

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ульяновской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ульяновской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	5765	5979	6059	6130	6138	6200	6299
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	214	80	71	8	62	99
Годовой темп прироста, %	–	3,71	1,34	1,17	0,13	1,01	1,60

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ульяновской области в 2031 году прогнозируется на уровне 6299 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,18 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 214 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,71 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 8 млн кВт·ч или 0,13 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ульяновской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 6.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ульяновской области представлено на рисунке 5.

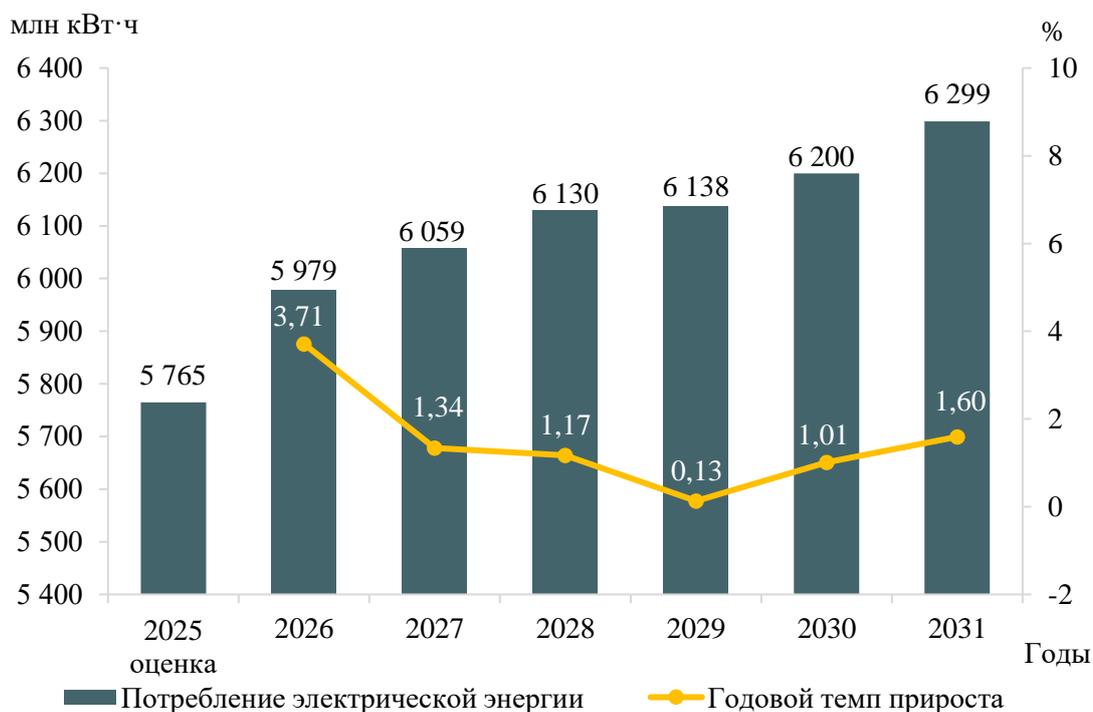


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ульяновской области и годовые темпы прироста

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

- реализацией новых проектов в химическом производстве;
- развитием действующих промышленных потребителей.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	987	1049	1050	1053	1056	1064	1076
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	62	1	3	3	8	12
Годовой темп прироста, %	–	6,28	0,10	0,29	0,28	0,76	1,13
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5841	5700	5770	5821	5813	5827	5854

Максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области к 2031 году прогнозируется на уровне 1076 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 62 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 6,28 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 1 МВт или 0,10 %.

Годовой режим потребления электроэнергии энергосистемы на перспективу прогнозируется с небольшим уплотнением по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 5854 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ульяновской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

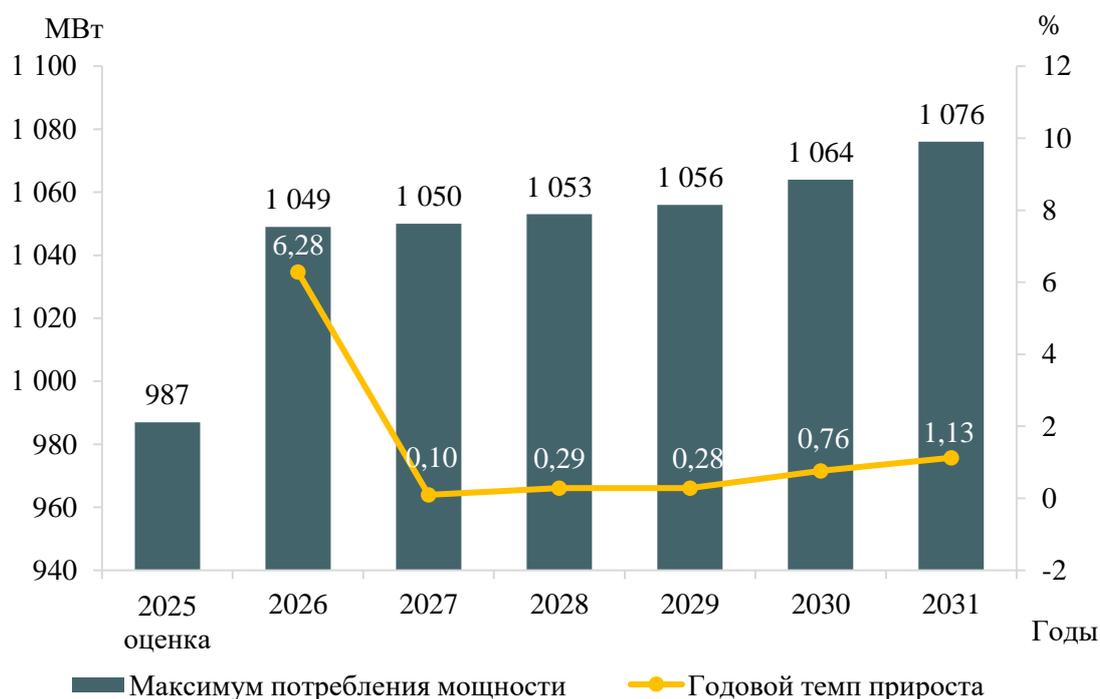


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ульяновской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Ульяновской области в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ульяновской области в 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1029,9 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ульяновской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ульяновской области представлена в таблице 9. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Ульяновской области представлена на рисунке 7.

Таблица 9 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ульяновской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9
АЭС	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ТЭС	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5
ВЭС	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4

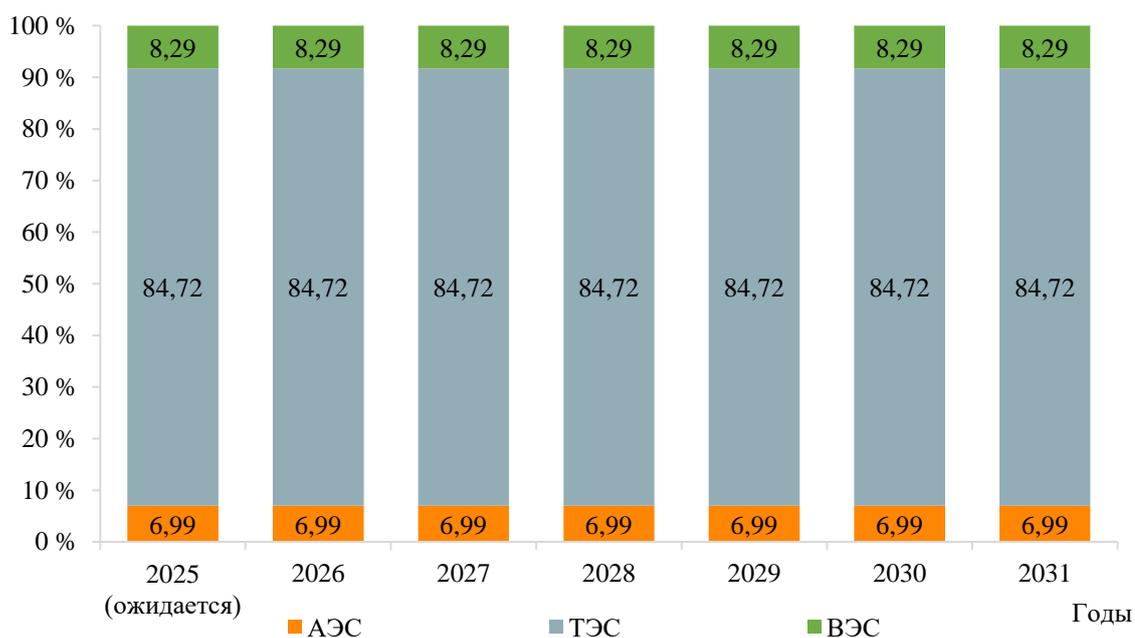


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ульяновской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ульяновской 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 Ульяновской 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 Ульяновской области

В таблице 10 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 Ульяновской области.

Таблица 10 – 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 Ульяновской 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	Строительство ПС 110 кВ ООО «РУСОКСО» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «РУСОКСО»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РУСОКСО»	ООО «РУСОКСО»	–	13
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ А-1 ориентировочной протяженностью 0,665 км и от ВЛ 110 кВ А-2 ориентировочной протяженностью 0,697 км до ПС 110 кВ ООО «РУСОКСО»	АО «Авиастар-ОПЭ»	110	км	0,665 0,697	–	–	–	–	–	–	1,362				
3	Строительство ПС 110 кВ ООО «Бриджстоун Тайер Мануфэкчуринг СНГ» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Корпорация развития Ульяновской области»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Ульяновской области»	АО «Корпорация развития Ульяновской области»	11	12
4	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ ВЗ-1 ориентировочной протяженностью 3,4 км и от ВЛ 110 кВ ВЗ-2 ориентировочной протяженностью 4,3 км до ПС 110 кВ ООО «Бриджстоун Тайер Мануфэкчуринг СНГ»	АО «Авиастар-ОПЭ»	110	км	3,4 4,3	–	–	–	–	–	–	7,7				
5	Реконструкция ГПП 110 кВ Юбилейная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Авиастар-ОПЭ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АУР Наро-Фоминск»	ООО «АУР Наро-Фоминск»	–	8

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – 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	Строительство ПС 110 кВ Полевая с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сызрань – Коптевка тяговая с отпайками до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 3,8 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	3,8	–	–	3,8	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коптевка тяговая – Клин с отпайкой на ПС Нагорная до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 8,76 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	8,76	–	–	8,76	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
4	Строительство ПС 110 кВ Арнест с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×16	–	–	32	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Чердаклы – Дмитриево-Помряскино до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,97 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,97	–	–	2,97	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1М I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,41 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,41	–	–	2,41	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Ульяновской области, отсутствуют.

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 Ульяновской 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 Волга» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 15.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) данных, предоставленных ПАО «Россети Волга» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [1].

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 Ульяновской области по годам представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ульяновской 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	0,00	78,09	1055,17	1100,55	1144,57	0,00	0,00	3378,37

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 [2];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ульяновской 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 [4] 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 Ульяновской области осуществляют свою деятельность 14 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Волга» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 66 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ульяновской области) и МУП «Ульяновская городская электросеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 10 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ульяновской 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 Ульяновской 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 [3];
- 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 [3], 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 [5].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 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,

¹ Приказы Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области от 22.11.2022 № 98-П и от 29.11.2024 № 109-П.

включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 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 13.

Таблица 13 – 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 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
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 приказом Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области от 29.11.2024 № 108-П «Об установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на территории Ульяновской области на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Ульяновской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. 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 [3], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] 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 Ульяновской 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 Ульяновской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Ульяновской 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)

³ 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).

тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 14.

Таблица 14 – 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 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	4 %	7 %	7 %	3 %	–	–
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	3,7 %	1,3 %	1,2 %	0,1 %	1,0 %	1,6 %

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

⁴ Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

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 Ульяновской области представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ульяновской 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:	601	1488	1551	2273	1248	1248
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)	65	879	917	954	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	691	737	907	5167	2352	2352

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ульяновской 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 16 и на рисунке 8.

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 16 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ульяновской 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.	14,6	17,1	19,4	20,8	21,9	23,3
НВВ	млрд руб.	11,9	13,9	14,9	16,5	18,3	19,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,7	-3,1	-4,5	-4,3	-3,6	-3,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,53	4,07	4,57	4,91	5,12	5,35
Среднегодовой темп роста	%	–	115	112	107	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,88	3,32	3,52	3,88	4,28	4,51
Среднегодовой темп роста	%	–	115	106	110	110	105
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,66	-0,75	-1,05	-1,02	-0,84	-0,84

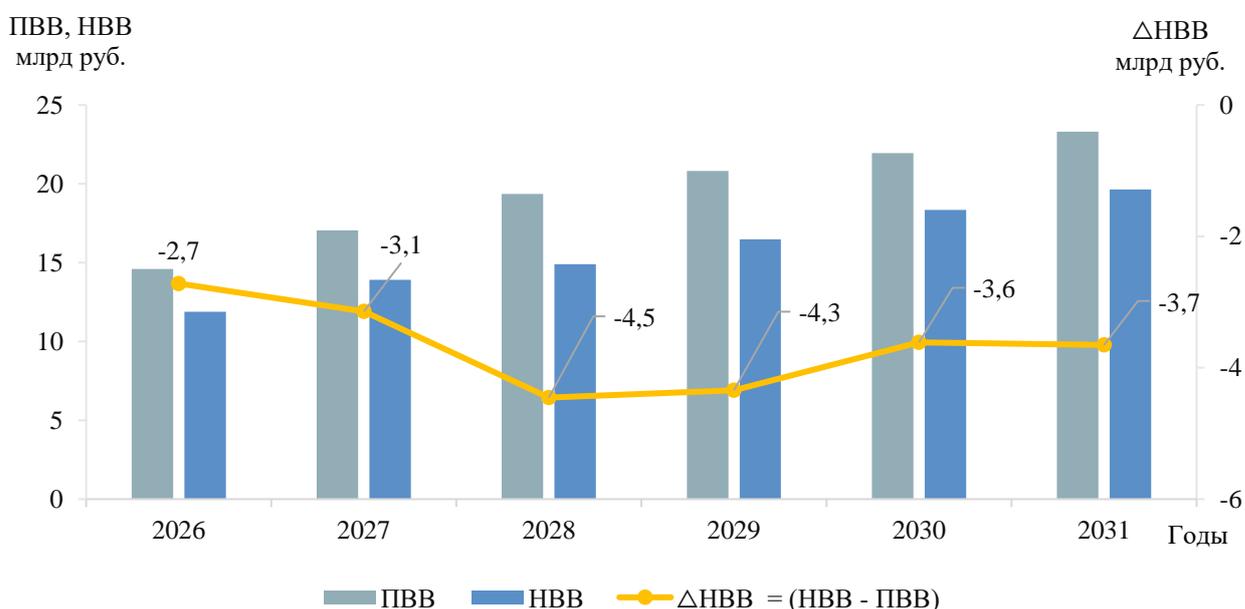


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ульяновской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 16, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Ульяновской 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 Ульяновской 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) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки за период 2027–2031 годов при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 13,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	55 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	29 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %

Наименование	Сценарий 3
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2027–2031 годов до 7,8 млрд руб. 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) за счет изменения финансовых механизмов при увеличении объемов привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 17).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ульяновской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ульяновской 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 Ульяновской области оценивается в 2031 году в объеме 6299 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,18 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ульяновской области к 2031 году увеличится и составит 1076 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,40 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ульяновской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5700–5854 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ульяновской области в 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1029,9 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Ульяновской области в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Ульяновской области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 27,002 км, трансформаторной мощности 256 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. 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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

5. 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/ (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 Ульяновской области														
ИЯУ НИИАР	АО ГНЦ «НИИАР»			Ядерное топливо										
		1	АК-70-13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-12-90/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		
Ульяновская ТЭЦ-1	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут										
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		8	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		10	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0		
ТЭЦ НИИАР	ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»			Газ, мазут										
		1	АР-2,5-11		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/10/1,2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5		
Ульяновская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут										
		1	ПТ-140/165-130/15-2		142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	
		2	Т-175/210-130-2		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		3	Т-185/220-130-2	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0		
Ульяновская ВЭС (Ветроэлектрическая станция в Ульяновской области)	ПАО «Форвард Энерго»			–										
		1	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		5	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		6	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		7	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		8	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		9	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		10	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		11	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		12	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		13	ВЭУ (DF 110-2500LT)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		14	ВЭУ (DF 110-2500LT)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0		

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									
Ульяновская ВЭС-2	ООО «Первый Ветропарк ФРВ»													
		1	ВЭУ (V126-3,6)	-	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		
		2	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		3	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		4	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		5	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		6	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		7	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		8	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		9	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		10	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		11	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		12	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		13	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		14	ВЭУ (V126-3,6)		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Установленная мощность, всего		-	-		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		

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 Ульяновской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство ПС 110 кВ Полевая с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1467,88	1467,88
2	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сызрань – Коптевка тяговая с отпайками до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 3,8 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	3,8	–	–	3,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	396,38	396,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
3	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коптевка тяговая – Клин с отпайкой на ПС Нагорная до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 8,76 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	8,76	–	–	8,76	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
4	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство ПС 110 кВ Арнест с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×16	–	–	32	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1361,87	1361,87
5	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Чердаклы – Дмитриево-Помряскино до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,97 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,97	–	–	2,97	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	152,25	152,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1М I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,41 км	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,41	–	–	2,41	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, 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.