

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТВЕРСКОЙ 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	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
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	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
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	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
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	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	40
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	40
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	40
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	41

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	42
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	42
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	44
3.3	Прогноз потребления мощности.....	45
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	46
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	48
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	48
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 Тверской области.....	48
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	50
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	50
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	52
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла	53
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	59
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	60
7.1	Основные подходы.....	60
7.2	Исходные допущения.....	61
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	64
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	65
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	67
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	69
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	70

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	72
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	74

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛР	–	линейный разъединитель
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДЗ	–	область допустимых значений
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ТРТ	–	особая экономическая зона туристско-рекреационного типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель

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
СШ	– система (сборных) шин
Т	– трансформатор
ТМ	– телемеханика
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦОД	– центр обработки данных
ЦП	– центр питания
ШР	– шинный разъединитель
ШСВ; МШВ	– шиносоединительный выключатель
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$I_{ддтн}$	– значение длительно допустимой токовой нагрузки
$I_{расч}$	– расчетное значение тока
$S_{ддн}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	– номинальная полная мощность
$U_{ном}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Валдайское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тверской и Ярославской областей;

– филиал ПАО «Россети Центра» – «Тверьэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тверской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Октябрьская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тверской области преимущественно в интересах ОАО «РЖД»;

– АО «Тверьгорэлектро» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тверской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тверской области связана с энергосистемами:

– Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт.;

– Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт.;

– Новгородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ), ВЛ 750 кВ – 2 шт., ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Псковской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ), ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Смоленской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ), ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Тверской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
ЗАО «Агрохолдинг ЭкоРос»	54,0
Более 10 МВт	
ЦОД «Калининский» (АО «Концерн Росэнергоатом»)	36,0
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	20,0
АО «Каменская бумажно-картонная фабрика»	18,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тверской области на 01.01.2024 составила 6797,6 МВт, в том числе: АЭС – 4000,0 МВт, ГЭС – 2,6 МВт, ТЭС – 2795,0 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 Тверской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	6797,6	–	–	–	–	6797,6
АЭС	4000,0	–	–	–	–	4000,0
ГЭС	2,6	–	–	–	–	2,6
ТЭС	2795,0	–	–	–	–	2795,0

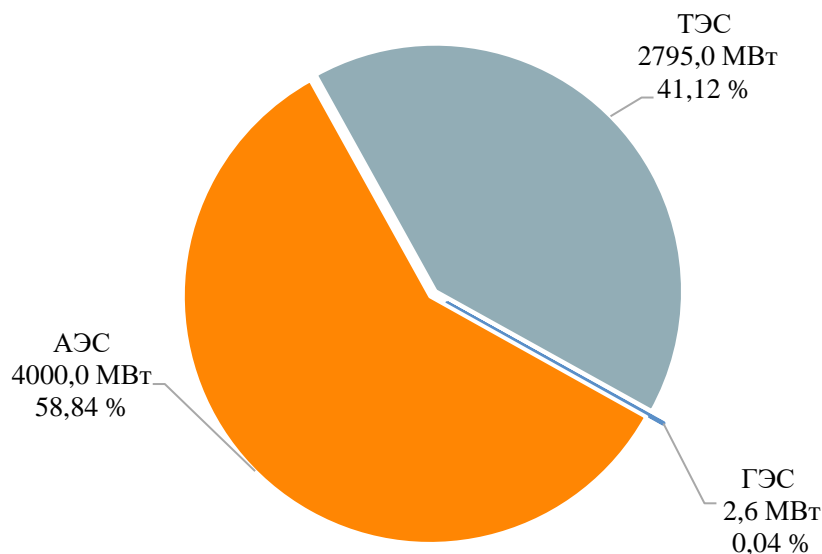


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тверской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тверской области в 2023 году составило 42411,8 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 34127,5 млн кВт·ч, ГЭС – 6,6 млн кВт·ч, ТЭС – 8277,7 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	38223,2	35734,5	42836,6	40313,0	42411,8
АЭС	31039,6	28492,0	34324,9	32636,2	34127,5
ГЭС	7,1	10,2	4,2	3,7	6,6
ТЭС	7176,4	7232,2	8507,5	7673,0	8277,7

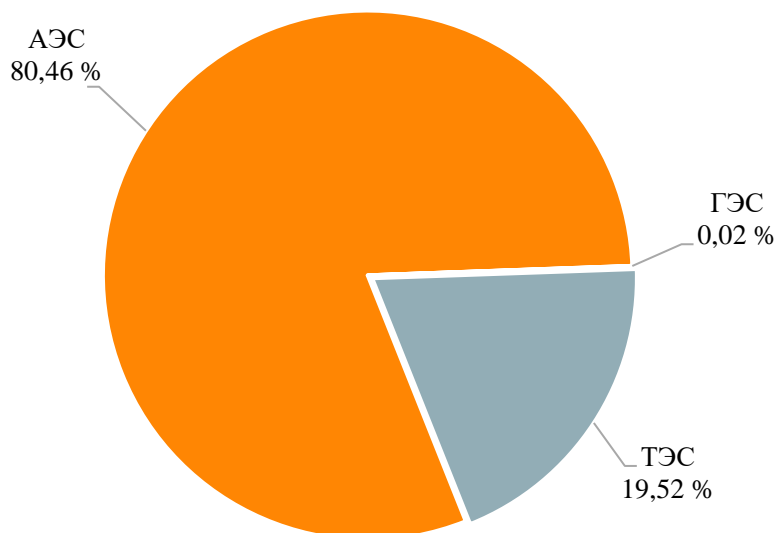


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Тверской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8245	7952	8762	9051	9258
Годовой темп прироста, %	-3,78	-3,55	10,19	3,30	2,29
Максимум потребления мощности, МВт	1295	1244	1396	1398	1418
Годовой темп прироста, %	-4,07	-3,94	12,22	0,14	1,43
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6367	6392	6277	6474	6529
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.01 18:00	10.12 11:00	23.12 17:00	13.01 11:00	12.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12,4	-10,1	-12,6	-14,2	-6,1

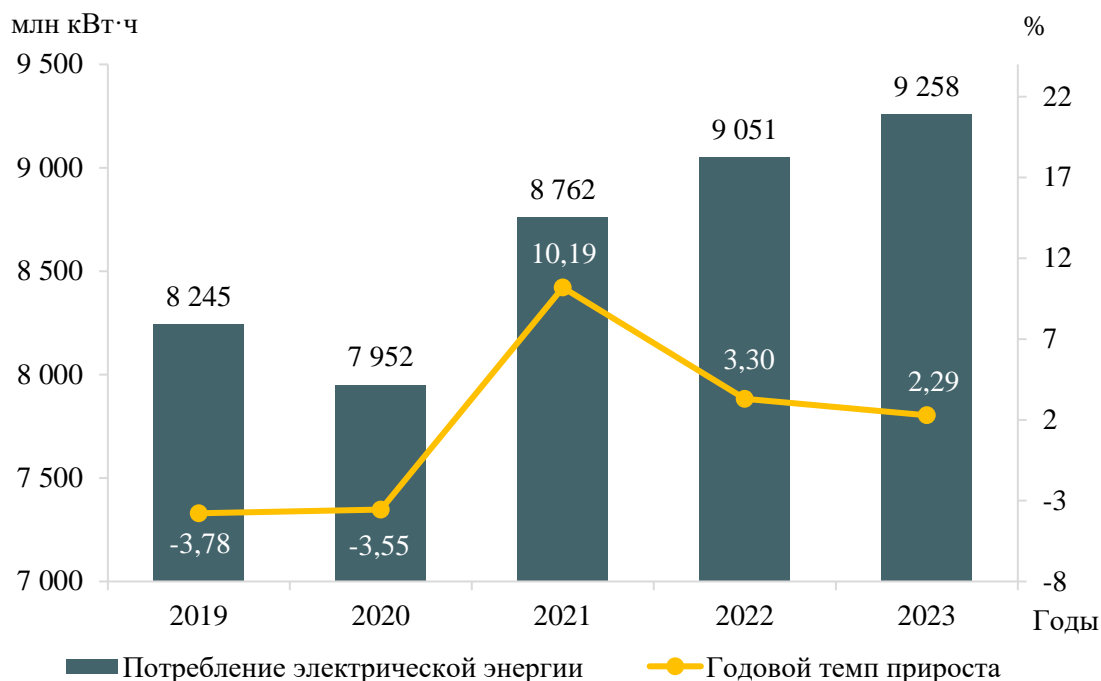


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Тверской области и годовые темпы прироста

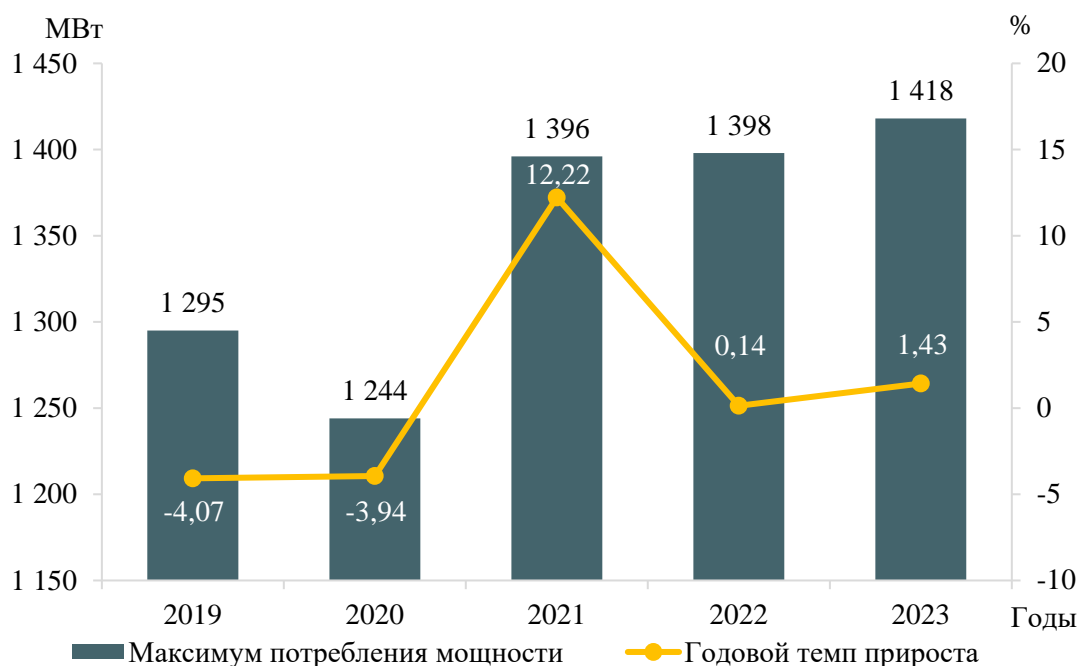


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тверской области выросло на 689 млн кВт·ч и составило в 2023 году 9258 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,56 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,19 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 3,78 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области увеличился на 68 МВт и составил 1418 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,99 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,22 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 4,07 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области был зафиксирован в 1990 году в размере 1535 МВт.

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

- ростом потребления крупных ЦОД;
- ростом потребления населением и приравненных к нему группами потребителей;
- 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.

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 Тверской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тверской 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 ВЛ 110 кВ Запад – Агрохолдинг-1	ЗАО «Агрохолдинг ЭкоРос»	2019	3,705 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Запад – Агрохолдинг-2	ЗАО «Агрохолдинг ЭкоРос»	2019	3,705 км
3	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Крева от ВЛ 110 кВ Радуга – РЦП I цепь	ПАО «Россети Центр»	2022	0,015 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	Строительство ПС 110 кВ Агрохолдинг	ЗАО «Агрохолдинг ЭкоРос»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Замена БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Осташков	ПАО «Россети Центр»	2020	2×8,75 Мвар
3	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Дорошиха	АО «Инженерно-инвестиционная компания»	2021	2×16 МВА
4	10 кВ	Замена БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Ржев	ПАО «Россети Центр»	2021	2×8,1 Мвар
5	110 кВ	Замена трансформатора Т2 110/10/6 кВ на ПС 110 кВ Механический завод	ПАО «Россети Центр»	2021	25 МВА
6	110 кВ	Установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Нелидово	ПАО «Россети»	2021	2×52 Мвар
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Крева	ПАО «Россети Центр»	2022	6,3 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора Т1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Чертолино	ПАО «Россети Центр»	2023	6,3 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 Тверской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	2,5
	19.06.2019	20,9
2020	16.12.2020	-2,7
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	-2,3
	16.06.2021	18,8
2022	21.12.2022	-7,7
	15.06.2022	13,5
2023	20.12.2023	1,4
	21.06.2023	15,6

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 ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) 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 2019–2023 годов, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов ПС на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Лазурная	110/35/10	T1	115/38,5/11	40	24,17	28,71	25,34	26,72	20,57	13,69	19,28	17,85	19	19,13	0
			T2	115/38,5/11	40	12,14	13,25	17,16	13,73	10,81	12,61	7,73	12,83	10,69	10,78	
2	ПС 110 кВ Луч	110/35/10	T1	115/38,5/11	16	9,77	11,53	12,05	12,35	10,97	5,82	6,99	6,25	7,34	8,04	0
			T2	115/38,5/11	16	5,18	5,82	6,32	7,04	6,16	3,7	3,57	2,94	3,8	4,05	
3	ПС 110 кВ Безбородово	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	13,08	10,13	10,35	9,35	8,13	5,66	6,94	9,27	4,93	10,73	0
			T-2	115/38,5/11	25	5,08	10,09	5,42	6,6	6,72	3,64	3,45	4,53	4,37	4,27	
4	ПС 110 кВ Радуга	110/35/10	T1	115/38,5/11	40	11,92	14	14,28	12,92	10,31	9,02	8,12	8,84	8,23	7,74	0
			T2	115/38,5/11	25	9,7	10,4	9,62	9,62	11,13	8,16	9,28	6,68	10,4	9,01	
5	ПС 110 кВ Кувшиново	110/35/10	T1	115/38,5/11	40	23,33	21,82	16,7	20,8	21,51	16,32	20,33	7,97	4,84	18,98	0
			T2	115/38,5/11	25	3,73	6,35	7,7	6,61	6,34	3,93	5,01	5	7,87	5,34	
6	ПС 110 кВ Мамулино	110/10	T1	115/11	6,3	3,99	4,14	4,41	4,25	4,36	2,27	2,33	2,24	2,31	1,97	0
			T2	115/11	6,3	1,39	1,58	2,07	2,36	1,86	0,93	0,84	1,34	1,32	1,37	
7	ПС 110 кВ Глазково	110/10	T1	115/11	6,3	2,81	3,14	4,13	3,68	3,5	2,27	3,16	2,34	2,66	2,08	0
			T2	115/11	6,3	2,3	2,8	2,42	2,63	2,3	0,93	2,19	2,51	2,39	1,65	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Лазурная	T1	ТДТН-40000/110/35/10	2008	90,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T2	ТДТН-40000/110/35/10	1988	88,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Луч	T1	ТДТН-16000/110/35/10	1981	81,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T2	ТДТН-16000/110/35/10	1980	85,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Безбородово	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2015	83,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2015	89,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Радуга	T1	ТДТН-40000/110/35/10	2008	94,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T2	ТДТН-25000/110/35/10	1980	90,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Кувшиново	T1	ТДТН-40000/110-66	1985	94,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T2	ТДТН-25000/110-66	1983	94,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Мамулино	T1	ТМН-6300/110/10	1994	89,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T2	ТМН-6300/110/10	1994	83,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Глазково	T1	ТМН-6300/110/10	1984	91,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T2	ТМН-6300/110/10	1984	90,0	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Лазурная	2021 / зима	42,5	ПС 110 кВ Лазурная	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,3	–	0,4–10	1,285	43,93	43,93	43,93	43,93	43,93	
				ПС 35 кВ № 13	ООО «ДОРЭКС»	06.07.2023	02/23	2024	1,0	–								
				ПС 35 кВ Тургиново	ТУ для ТП менее 670 кВт (20 шт.)			2025	1,7	–								
				ПС 35 кВ Рязаново	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,458	–								
				ПС 35 кВ Квакшино	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2025	0,820	–								
				ПС 35 кВ Гришкино	ТУ для ТП менее 670 кВт (37 шт.)			2025	4,573	–								
2	ПС 110 кВ Луч	2022 / зима	19,39	ПС 110 кВ Луч	ООО «ТрансТехно»	17.01.2024	08-01/01/КЛЗ/62-23	2024-2025	0,996	–	0,4–10	1,004	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	
				ПС 35 кВ Калязин	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	–								

ПС 110 кВ Лазурная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 42,5 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 91,5 % (85 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ $-2,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,16).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,43 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 42,5 + 1,43 + 0 - 0 = 43,93 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Лазурная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), и составляет 94,6 % (87,86 %) от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Лазурная с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Луч.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила

19,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 2 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-7,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,035 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,115 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,39 + 1,115 + 0 - 0 = 20,505 \text{ МВА.}$$

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 Луч, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 7,8 % (без ТП превышение до 2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луч ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Луч расчетный объем ГАО составит 1,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,505 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) – 2024 год.

ПС 110 кВ Безбородово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 20,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 64,7 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 5,663 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,851 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,22 + 1,851 + 0 - 0 = 22,071 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Безбородово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 70,6 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Безбородово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Радуга.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 24,4 МВА. В ПАР наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 83,9 % от $S_{\text{длн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,16 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,4 + 0,16 + 0 - 0 = 24,56 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Радуга, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 49,1 % (84,7 %) от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Радуга с заменой существующего силового трансформатора Т-2 1×25 МВА на 1×40 МВА).

ПС 110 кВ Кувшиново.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 28,17 МВА. В ПАР наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,279 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,031 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,17 + 0,031 + 0 - 0 = 28,201 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кувшиново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 60,8 % (97,1 %) от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Кувшиново с заменой существующего силового трансформатора Т-2 1×25 МВА на 1×40 МВА).

ПС 110 кВ Мамулино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,61 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 83,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-7,7^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,363 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,151 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,61 + 0,151 + 0 - 0 = 6,761 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мамулино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 85,9 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Мамулино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА).

ПС 110 кВ Глазково.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 6,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 89,5 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,503 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,056 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,55 + 0,056 + 0 - 0 = 6,606 \text{ МВА.}$$

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 не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Глазково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 90,3 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Глазково с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА).

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Центр»

Строительство новой ПС 110 кВ Перспективная для перераспределения (перевода) части нагрузки Затверецкого энергоузла 35 кВ.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго» для электроснабжения потребителей Затверецкого энергоузла предлагается строительство новой ПС 110 кВ Перспективная с трансформаторами 2×25 МВА со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 10 км проводом АС-120 каждая и со строительством заходов на ПС 110 кВ Перспективная ВЛ 35 кВ Савватьево – Лисицкий Бор с образованием новых ВЛ 35 кВ Перспективная – Лисицкий Бор и ВЛ 35 кВ Савватьево – Перспективная с присоединением к 1 сек 35 кВ ПС 110 кВ Перспективная и заходов ВЛ 35 кВ ПС № 17 – Головино с отпайкой на ПС Стеклозавод с образованием новых ВЛ 35 кВ Перспективная – Головино с отпайкой на ПС Стеклозавод и ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 с присоединением ко 2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Перспективная.

Схема электроснабжения Затверецкого энергоузла Тверской области представляет собой радиальную тупиковую схему.

В нормальной схеме на ПС 35 кВ Соминка СВ 35 кВ разомкнут и приводится действием АВР, таким образом центром питания ПС 35 кВ № 1, ПС 35 кВ № 15, ПС 35 кВ Стекловолокно и Т2 ПС 35 кВ Соминка является ПС 110 кВ Северная установленная мощность трансформаторов 2×40 МВА и ПС 110 кВ Центросвар (аб.) установленная мощность трансформаторов 2×40 МВА.

Подстанции ПС 35 кВ № 1 и № 15 подключены по одной ВЛ 35 кВ Стекловолокно – ПС № 1 тупиком с возможностью АВР 35 кВ ВЛ 35 кВ ПС № 15 – ПС № 2 на ПС 35 кВ № 15.

Остальные подстанции 35 кВ подключены к ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на Сахарово и ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на Савватьево. ЦП для них является Тверская ТЭЦ-4, установленная мощность 88 МВт.

В нормальной схеме на ПС 35 кВ Головино Р 35 кВ разомкнут.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 5.

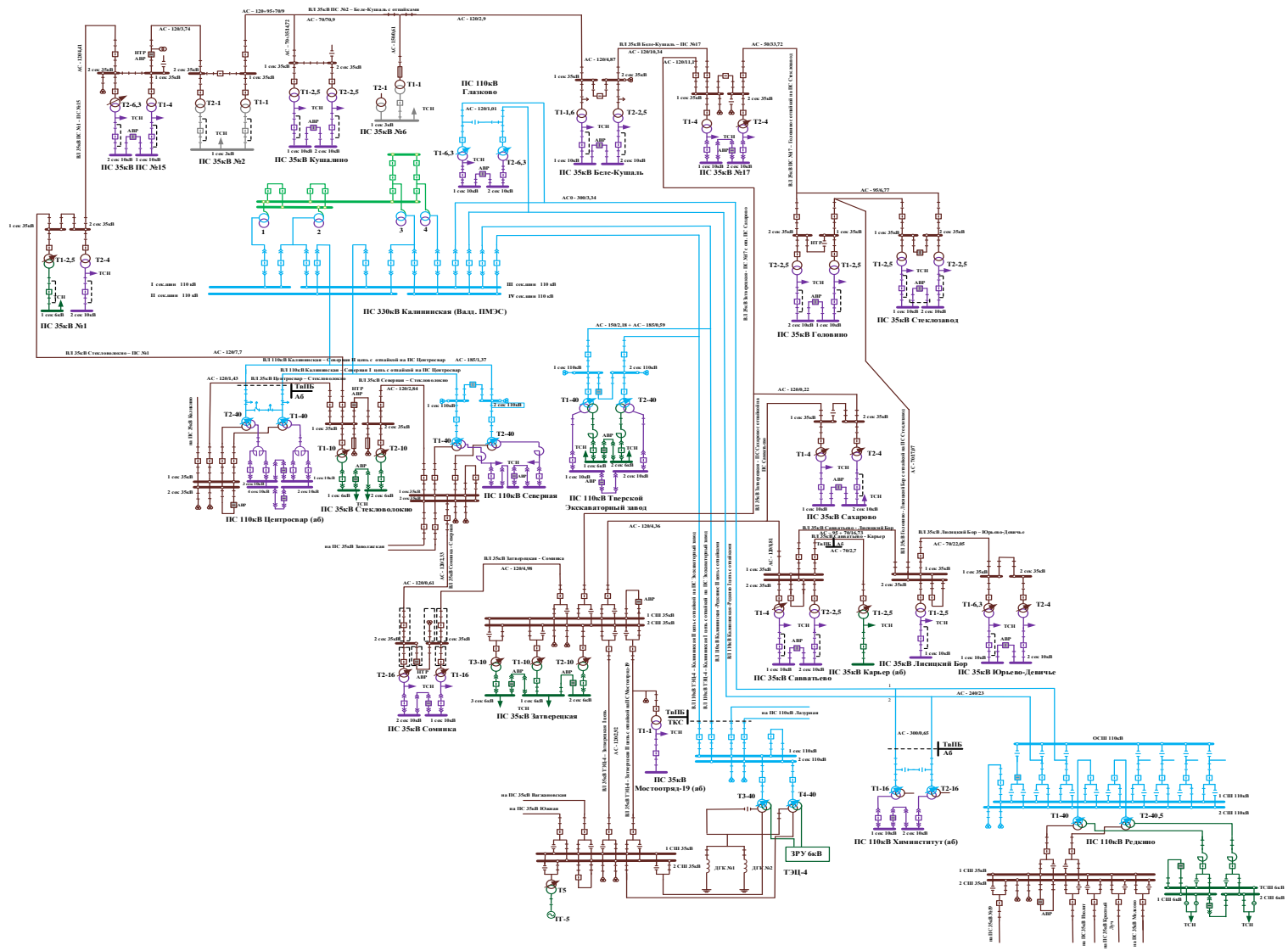


Рисунок 5 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ Затверецкого энергоузла

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 11 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода

Таблица 11 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	2,5
	19.06.2019	20,9
2020	16.12.2020	-2,7
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	-2,3
	16.06.2021	18,8
2022	21.12.2022	-7,7
	15.06.2022	13,5
2023	20.12.2023	1,4
	21.06.2023	15,6

В таблице 12 представлены данные контрольного замера за период 2019–2023 годов Затверецкого энергоузла.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

По существующим подстанциям 35–110 кВ Затверецкого энергоузла заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 4,94 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 14.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Северная	110/35/10	T1	110/35/10	40	11,25	9,34	8,83	10,12	12,1	7,34	6,94	6,76	7,34	10,69	0
			T2	110/35/10	40	14,12	12,37	10,57	8,95	13,43	7,27	10,71	11,02	7,27	12,84	
2	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	35/10	T1	35/10	6,3	0,63	0,78	0,91	1,11	0,92	0,83	0,45	0,46	0,55	0,56	0
			T2	35/10	4	0,04	0,09	1,49	1,96	1,74	0	0,01	0,01	0,63	0,58	
3	ПС 35 кВ Затверецкая	35/10	T1	35/6	10	1,57	2,41	1,83	1,95	2,39	0,61	0,58	0,47	1,7	1,41	0
			T2	35/6	10	4,05	3,86	4,34	4,55	5,29	2,41	3,35	4,32	3,76	3,84	
			T3	35/6	10	4,56	5,6	5,88	5,93	8,54	5,74	5,62	4,03	3,99	4,47	
4	ПС 35 кВ № 1	35/10	T1	35/10	4	0,4	3,54	3,55	4,09	4,58	0,27	2,27	1,93	1,75	2,58	0
		35/6	T2	35/6	2,5	0,36	1	1,02	1,34	1,23	0,27	0,53	0,64	0,64	0,63	
5	ПС 35 кВ № 2	35/3	T1	35/3	1	0,4	0,46	0,56	0,59	0,61	0,27	0,29	0,4	0,46	0,33	0
			T2	35/3	1	0,36	0,43	0,54	0,58	0,51	0,27	0,27	0,35	0,32	0,32	
6	ПС 35 кВ № 6	35/3	T1	35/3	1	0,05	0,08	0,11	0,11	0,1	0,09	0,05	0,05	0,06	0,07	0
7	ПС 35 кВ Беле-Кушаль	35/10	T1	35/10	1,6	0,99	1,06	0,9	1,43	0,75	0,38	1,58	0,45	0,6	0,58	0
			T2	35/10	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	ПС 35 кВ № 17	35/10	T1	35/10	4	0,76	1,64	1,7	1,33	1,25	0	1,67	2,13	1,17	0,85	0
			T2	35/10	4	0	0,76	0,22	0,14	0,13	0,69	0,13	0,13	0,13	0,12	
9	ПС 35 кВ № 15	35/10	T1	35/10	4	1,39	1,64	1,6	1,7	1,53	1,1	1,2	1,31	1,56	1,38	0
			T2	35/10	6,3	0,77	0,76	0,78	1,18	0,93	0,64	0,72	0,75	0,78	0,69	
10	ПС 35 кВ Стеклозавод	35/10	T1	35/10	2,5	0,41	0,53	0,52	0,5	0,39	0,25	0,24	0,15	0,34	0,56	0
			T2	35/10	2,5	0	0	0,01	0,01	0,11	0	0	0	0	0,07	
11	ПС 35 кВ Головино	35/10	T1	35/10	2,5	1,02	1,38	1,57	1,88	2,84	0,56	0,66	0,89	1,03	0,49	0
			T2	35/10	2,5	0,25	0	0,02	0,02	0,04	0,16	0,19	0,02	0,02	0,19	
12	ПС 35 кВ Лисицкий бор	35/10	T1	35/10	2,5	0,54	0,8	1,75	1,19	1,14	0,39	0,49	1,15	1,32	0,62	0
13	ПС 35 кВ Савватьево	35/10	T1	35/10	4	1,14	1,46	1,41	2,49	1,7	1,29	1,37	1,07	1,24	1,24	0
			T2	35/10	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	ПС 35 кВ Кушалино	35/10	T1	35/10	2,5	1,1	1	1,43	0,88	1,2	0,89	0,82	0,83	0,93	1,14	0
			T2	35/10	2,5	0,53	0,46	0,52	0,63	0,42	0,71	0,28	0,25	0,6	0,35	
15	ПС 35 кВ Сахарово	35/10	T1	35/10	4	1,56	1,56	1,65	1,64	1,79	1,51	1,92	1,23	1,41	1,47	0
			T2	35/10	4	0,8	0,69	0,8	1,05	0,87	0,7	0,91	0,65	0,55	0,58	
16	ПС 35 кВ Соминка	35/10	T1	35/10	16	7,02	7,1	7,39	8,38	7,44	4,62	4,85	5,22	5,03	5,03	0
			T2	35/10	16	5,09	4,71	4,83	5,17	4,84	4,23	3,65	4,35	3,86	4,44	
17	ПС 35 кВ Стекловолокно	35/10	T1	35/10	10	1,73	1,97	2,53	3,32	3,52	1,54	1,47	1,21	2	2,35	0
			T2	35/10	10	1,66	2,13	2,07	2,22	2,23	1,36	1,66	1,57	1,78	1,55	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Северная	T1	ГДТН-40000/110/35/10	2007	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T2	ГДТН-40000/110/35/10	2006	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	T1	ТМН-4000/35/10	2013	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-6300/35/10	1987	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Затверецкая	T1	ТДНС-10000/35/6	1975	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТДНС-10000/35/6	2005	96	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T3	ТДНС-10000/35/6	1976	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 35 кВ № 1	T1	ТМ-4000/10	1965	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-2500/6	2016	98	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ № 2	T1	ТМ-1000/35/3	1941	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-1000/35/3	1946	84	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
6	ПС 35 кВ № 6	T1	ТМ-1000/35/3	1977	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
7	ПС 35 кВ Беле-Кушаль	T1	ТМ-1600/35/10	1978	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	1978	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
8	ПС 35 кВ № 17	T1	ТМ-4000/35/10	1977	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-4000/35/10	1971	87	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
9	ПС 35 кВ № 15	T1	ТМ-4000/35/10	1981	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
		T2	ТМН-6300/35/10	1987	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
10	ПС 35 кВ Стеклозавод	T1	ТМ-2500/35/10	1976	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	1976	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
11	ПС 35 кВ Головино	T1	ТМ-2500/35/10	1970	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	1970	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
12	ПС 35 кВ Лисицкий бор	T1	ТМ-2500/35/10	1970	88	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
13	ПС 35 кВ Савватьево	T1	ТМН-4000/35/10	2014	98	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	1978	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
14	ПС 35 кВ Кушалино	T1	ТМ-2500/35/10	1981	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМ-2500/35/10	1981	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
15	ПС 35 кВ Сахарово	T1	ТМН-4000/35/10	1974	91	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-4000/35/10	1970	89	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
16	ПС 35 кВ Соминка	T1	ТДНС-16000/35/10	2005	96	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТДНС-16000/35/10	2006	96	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
17	ПС 35 кВ Стекловолокно	T1	ТДНС-10000/35/10	1971	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТДНС-10000/35/10	1971	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ПС, к которому 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 ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА											
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.						
1	ПС 110 кВ Северная	2023 / зима	25,53	ПС 110 кВ Северная	ООО «Объединенные строители»	22.05.2018	41620406	2020	7,6	0	0,4–10	3,04	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96						
				ПС 35 кВ Стекловолокно															ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)	2024	0,33	0	0,4–10	0,033
				ПС 35 кВ Соминка															ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)	2024	0,15	0	0,4–10	0,015
2	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	2023 / зима	2,66	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	ООО «Аспен»	03.07.2020	41953909	2022	1,3	0	0,23–10	0,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52						
				ПС 35 кВ Юрьево-Девичье															ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)	2025	1,651	0	0,23–10	0,165
				ПС 35 кВ Юрьево-Девичье															Физ. лицо	14.12.2021	42149921	2023	0,9	0
3	ПС 35 кВ Затверецкая	2023 / зима	16,22	ПС 35 кВ Затверецкая	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,365	0	0,4–6	0,037	16,26	16,26	16,26	16,26	16,26	16,26						
4	ПС 35 кВ № 1	2023 / зима	5,81	ПС 35 кВ № 1	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,995	0	0,4–10	0,099	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92						
5	ПС 35 кВ № 2	2023 / зима	1,12	–	–			–	–	–	–	–	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12						
6	ПС 35 кВ № 6	2023 / зима	0,1	–	–			–	–	–	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1						
7	ПС 35 кВ Беле-Кушаль	2023 / зима	0,75	ПС 35 кВ Беле-Кушаль	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	1,171	0	0,4–10	0,117	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
8	ПС 35 кВ № 17	2023 / зима	1,38	ПС 35 кВ № 17	ООО «Трансстрой-механизация»	27.06.2024	42233579	2024	1,2	0	0,4	0,48	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91						
9	ПС 35 кВ № 15	2023 / зима	2,47	ПС 35 кВ № 15	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,18	0	0,4–10	0,018	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49						
10	ПС 35 кВ Стеклозавод	2023 / зима	0,5	–	–			–	–	–	–	–	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5						
11	ПС 35 кВ Головино	2023 / зима	2,88	ПС 35 кВ Головино	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2025	0,595	0	0,4–10	0,059	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95						
12	ПС 35 кВ Лисицкий бор	2023 / зима	1,14	ПС 35 кВ Лисицкий бор	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2025	0,679	0	0,4–10	0,068	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22						
13	ПС 35 кВ Савватьево	2023 / зима	1,7	ПС 35 кВ Савватьево	ТУ для ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	1,145	0	0,4–10	0,114	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83						
14	ПС 35 кВ Кушалино	2023 / зима	1,62	ПС 35 кВ Кушалино	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,124	0	0,4–10	0,012	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63						
15	ПС 35 кВ Сахарово	2023 / зима	2,66	ПС 35 кВ Сахарово	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,295	0	0,4–10	0,029	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69						
16	ПС 35 кВ Соминка	2023 / зима	12,28	ПС 35 кВ Соминка	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4–10	0,015	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30						
17	ПС 35 кВ Стекловолокно	2023 / зима	5,75	ПС 35 кВ Стекловолокно	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,33	0	0,4–10	0,033	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79						

Согласно информации филиала ПАО «Россети Центр» – «Тверьэнерго» в день контрольного замера за 20.12.2023 при ТНВ +1,4 °С по Затверецкому энергоузлу 35 кВ выявлены риски выхода параметров электроэнергетических режимов за ОДЗ. В таблице 15 представлены результаты расчетов электроэнергетических режимов за 20.12.2023, после нормативных возмущений в нормальной схеме (свыше 20 минут). Результаты расчетов электроэнергетических режимов на этап 2030 года (с учетом перспективной нагрузки действующих договоров на ТП) представлены в таблице 16.

Таблица 15 – Результаты расчетов характерных ремонтных режимов в сети 35 кВ в день контрольного замера 20.12.2023

Ремонтная схема	Контролируемый элемент	Ограничивающий элемент	ДДТН, А	$I_{расч}$, А	$I_{расч}/I_{длтн}$, %	Напряжение на шинах, кВ	Схемно-режимные мероприятия	Примечание
ВЛ 35 кВ Стекловолокно – ПС № 1	ПС 35 кВ Беле-Кушаль СВ 35кВ	ТТ	150	188	125	–	В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен. Регулирование напряжения на ПС 35 кВ № 1, ПС 35 кВ № 15	Необходимость ввода ГВО
	ПС 35 кВ № 17 прис. 35 кВ ПС Затверецкая	ВЧЗ	200	214	107	–		
	ПС 35 кВ № 1: 1 сек 35 кВ, 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	30,28		
	ПС 35 кВ № 1: 2 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,64		
	ПС 35 кВ № 1: 1 сек 6 кВ	–	–	–	–	5,81		
ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на ПС Савватьево	ПС 35 кВ Затверецкая прис.35 кВ ПС № 17	РЗА	240	291	121	–	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен	Необходимость ввода ГВО
	ПС 35 кВ № 17 прис 35 кВ ПС Затверецкая	ВЧЗ	200	244	122	–		
	ПС 35 кВ № 17 прис 35 кВ ПС Головино	РЗА	145	154	106	–		
	ПС 35 кВ Головино прис. 35 кВ ПС № 17	ТТ	150	154	103	–		
	ПС 35 кВ Головино прис. 35 кВ ПС Лисицкий Бор	РЗА	120	119	99	–		
	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье: 1 сек 35 кВ, 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	24,79		
	ПС 35 кВ Лисицкий бор: 1 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,02		
	ПС 35 кВ Савватьево: 2 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,04		
ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на ПС Савватьево	ПС № 17 прис 35 кВ ПС Головино	РЗА	145	152	105	–	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен. Мероприятия по разгрузке: – В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен; – СВ 35 кВ ПС 35 кВ Беле-Кушаль – отключен. Переключение РПН и ПБВ на предельные ступени для достижения максимально возможных значений напряжения по ПС 35 кВ Головино, ПС 35 кВ Савватьево, ПС 35 кВ Лисицкий Бор, ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	Необходимость ввода ГВО
	ПС Головино прис. 35 кВ ПС № 17	ТТ	150	150	100	–		
	ПС Головино прис. 35 кВ ПС Лисицкий Бор	РЗА	120	117	98	–		
	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье: 1 сек 35 кВ, 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	25,63		
	ПС 35 кВ Лисицкий бор: 1 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,28		
	ПС 35 кВ Савватьево: 2 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,3		

Таблица 16 – Результаты расчетов характерных ремонтных режимов по сети 35 кВ для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2030 года

Ремонтная схема	Контролируемый элемент	Ограничивающий элемент	ДДТН, А	$I_{расч}$, А	$I_{расч}/I_{длтн}$, %	Напряжение на шинах, кВ	Схемно-режимные мероприятия	Примечание
ВЛ 35 кВ Стекловолокно – ПС № 1	ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 – Затверецкая II цепь с отп.	Провод ВЛ 35 (АС-120)	503	551	110	–	В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен. Регулирование напряжения на ПС 35 кВ № 1, ПС 35 кВ № 15	Необходимость ввода ГВО
	ПС Затверецкая прис. 35 кВ ТЭЦ-4 2	Ошиновка (АС-120)	503	549	109	–		
	Затверецкая прис. 35 кВ ПС № 17	РЗА	240	320	134	–		
		ТТ	300	320	107	–		
	ПС № 17 прис. 35 кВ ПС Затверецкая	ВЧЗ	200	295	148	–		
	ПС № 17 прис. 35 кВ Беле-Кушаль	ТТ, ВЧЗ	200	257	129	–		
	ПС Беле-Кушаль прис. 35 кВ ПС № 17	ВЧЗ	200	257	129	–		
	ПС Беле-Кушаль СВ 35 кВ	ТТ	150	256	171	–		
	ПС № 2 прис. 35 кВ Беле-Кушаль	ТТ	150	196	131	–		
		РЗА	160	196	123	–		
	ПС № 2 СВ 35 кВ	ТТ	150	183	122	–		
ПС 35 кВ № 1: 1 сек 35 кВ, 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	27,24			

Ремонтная схема	Контролируемый элемент	Ограничивающий элемент	ДДТН, А	$I_{расч}$, А	$I_{расч}/I_{дтн}$, %	Напряжение на шинах, кВ	Схемно-режимные мероприятия	Примечание
	ПС 35 кВ № 1: 2 сек 10 кВ	–	–	–	–	8,2		
	ПС 35 кВ № 1: 1 сек 6 кВ	–	–	–	–	5,2		
ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на ПС Савватьево	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье: 1 сек 35 кВ	–	–	–	–	17,5	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен	Необходимость ввода ГВО
ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на ПС Савватьево	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье: 1 сек 35 кВ	–	–	–	–	17,5	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен. Мероприятия по разгрузке: – В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен; – СВ 35 кВ ПС Беле-Кушаль – отключен. Переключение РПН и ПБВ на предельные ступени для достижения максимально возможных значений напряжения по ПС 35 кВ Головино, ПС 35 кВ Савватьево, ПС 35 кВ Лисицкий Бор, ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	Режимные мероприятия по разгрузке неэффективны. Необходимость ввода ГВО
ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на ПС Сахарово	ПС 35 кВ Кушалино: 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	17,5	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен	Необходимость ввода ГВО
ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на ПС Сахарово	ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 – Затверецкая (I) цепь	Провод ВЛ 35 (АС-120)	503	504	100	–	СР 1 35 кВ ПС 35 кВ Головино – включен. Мероприятия по разгрузке: – В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен; – СВ 35 кВ ПС Беле-Кушаль – отключен	Режимные мероприятия по разгрузке неэффективны. Необходимость ввода ГВО
		Ошиновка (АС-120)	503	504	100	–		
	ПС Затверецкая прис. 35 кВ ПС Сахарово	РЗА	240	306	128	–		
	ПС Савватьево прис. 35 кВ ПС Затверецкая	ВЧЗ	200	241	121	–		
	ПС Савватьево прис. 35 кВ ПС Лисицкий Бор	РЗА	180	201	112	–		
		ВЧЗ, ТТ	200	201	101	–		
	ПС Лисицкий Бор прис. 35 кВ ПС Савватьево	ВЧЗ	200	201	101	–		
ПС 35 кВ № 17: 1 сек 35 кВ 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	–	28,39		
ПС 35 кВ № 17: 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	–	8,78		
ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 – Затверецкая I (II) цепь	ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 – Затверецкая II (I) цепь с отп.	Провод ВЛ 35 (АС-120)	503	575	114	–	ШСВ 35 кВ ПС 35 кВ Затверецкая – включен действием АВР 35 кВ. Мероприятия по разгрузке: – СВ 35 кВ ПС 35 кВ Соминка – включен; – ШСВ 35 кВ ПС 35 кВ Затверецкая – отключен; – В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15 – включен; – СВ 35 кВ ПС Беле-Кушаль – отключен	Режимные мероприятия неэффективны. Необходимость ввода ГВО
		ТТ, ШР от 1 СШ 35 кВ	600	575	96	–		
	ТЭЦ-4 по прис. 35 кВ ПС Затверецкая 2 (I) (аб.)	ШР от 2 СШ 35 кВ, ЛР 35 кВ	630	575	91	–		
		Ошиновка (АС-120)	503	573	114	–		
	ПС Затверецкая прис. 35 кВ ТЭЦ-4 2 (I)	ТТ	600	572	95	–		
ПС 35 кВ Юрьево-Девичье: 1 сек 35 кВ 2 сек 35 кВ	–	–	–	–	–	30,7		

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО в рассматриваемом энергоузле рассмотрены варианты усиления сети 35–110 кВ.

Вариант № 1:

– строительство ПС 110 кВ Перспективная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Перспективная ориентировочной протяженностью 10 км каждая;

– строительство заходов на ПС 110 кВ Перспективная ВЛ 35 кВ Савватьево – Лисицкий Бор с образованием новых ВЛ 35 кВ Перспективная – Лисицкий Бор, ВЛ 35 кВ Савватьево – Перспективная с присоединением к 1 сек 35 кВ ПС 110 кВ Перспективная и строительство заходов на ПС 110 кВ Перспективная ВЛ 35 кВ ПС № 17 – Головино с отпайкой на ПС Стеклозавод с образованием новых ВЛ 35 кВ Перспективная – Головино с отпайкой на ПС Стеклозавод, ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 с присоединением ко 2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Перспективная.

Вариант № 2 (альтернативный вариант):

– строительство ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево;

– увеличение пропускной способности транзита сети 35 кВ Стекловолокно – Беле-Кушаль.

Вариант № 1. Строительство ПС 110 кВ Перспективная.

Принципиальная схема сети 35 кВ Затверецкого энергоузла с учетом реализации мероприятий по варианту № 1 (подключение ПС 110 кВ Перспективная) представлена на рисунке 6.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2030 года показал, что реализация мероприятий по строительству новой ПС 110 кВ Перспективная позволяет ликвидировать необходимость ввода ГАО в ремонтных схемах ЛЭП в районе ПС 35 кВ Затверецкая.

При этом всё также сохраняется риск ввода ГАО в схеме ремонта ВЛ 35 кВ Стекловолокно – ПС № 1 (в объеме до 8,5 МВт). В данной ремонтной схеме выявлено превышение ДДТН следующих ЛЭП и оборудования:

- токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 на участке от ПС 35 кВ № 17 до врезки 35 кВ от новой ПС 110 кВ Перспективная составит 327 А (120,7 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 ПС 35 кВ № 17 составит 327 А (225,4 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ СВ 35 кВ ПС № 17 составит 321 А (107 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ и ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 ПС 35 кВ № 17 составит 267 А (133,7 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 ПС 35 кВ Беле-Кушаль составит 267 А (133,7 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ СВ 35 кВ Беле-Кушаль составит 267 А (178,1 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль с отпайками на участке от ПС 35 кВ № 2 до отпайки на ПС Кушалино составит 205 А (136,6 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ СВ 35 кВ ПС № 2 составит 191 А (127,3 % от ДДТН);

- также на ряде ПС 35 кВ Затверецкого энергоузла выявлено снижение напряжения больше 10 % от номинального.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе рекомендуется следующее усиление сети 35 кВ:

- реконструкция ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 на участке от ПС 35 кВ № 17 до врезки 35 кВ от новой ПС 110 кВ Перспективная с заменой провода АС-50 на АС-70;

- реконструкция ПС 35 кВ № 17 замена ТТ 145 А на ТТ с ДДТН не менее 327 А ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17;

- реконструкция ПС 35 кВ № 17 замена ТТ 300 А на ТТ с ДДТН не менее 321 А СВ 35 кВ ПС № 17;

- реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ и замена ТТ 200 А на ТТ с ДДТН не менее 267 А ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17;

- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль демонтаж ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17;

- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль демонтаж ВЧЗ и замена ТТ 200 А на ТТ с ДДТН не менее 267 А СВ 35 кВ Беле-Кушаль;

- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 205 А ВЛ 35 кВ ПС № 2 – Беле-Кушаль с отпайками;

- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 200 А СВ 35 кВ ПС № 2;

- реконструкция ПС 35 кВ № 1 с установкой в РУ 35 кВ БСК 5 Мвар.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2030 года с учетом строительства ПС 110 кВ Перспективная и усиления сети 35 кВ не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ.

В таблице 17 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ Перспективная.

Таблица 17 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ Перспективная

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 35 кВ Савватьево	1,7	0,13	–	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
2	ПС 35 кВ Лисицкий бор	1,14	0,08	–	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
3	ПС 35 кВ Юрьево-Девичье	2,66	0,86	–	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
4	ПС 35 кВ Сахарово	2,66	0,03	–	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
5	ПС 35 кВ Головино	2,88	0,07	–	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
6	ПС 35 кВ Стеклозавод	0,5	–	–	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
7	ПС 35 кВ № 17	1,38	0,53	–	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
8	ПС 35 кВ Беле-Кушаль	0,75	0,13	–	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
9	ПС 35 кВ № 6	0,1	–	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
10	ПС 35 кВ Кушалино	1,62	0,01	–	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
11	ПС 35 кВ № 2	1,12	–	–	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
12	ПС 110 кВ Перспективная	–	–	+18,35	18,35	18,35	18,35	18,35	18,35	18,35

С учетом подключения ПС 35 кВ Савватьево, ПС 35 кВ Лисицкий бор, ПС 35 кВ Юрьево-Девичье, ПС 35 кВ Сахарово, ПС 35 кВ Головино, ПС 35 кВ Стеклозавод, ПС 35 кВ № 17, ПС 35 кВ Беле-Кушаль, ПС 35 кВ № 6, ПС 35 кВ Кушалино, ПС 35 кВ № 2 к ПС 110 кВ Перспективная по сети 35 кВ, перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Перспективная согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 0 + 0 + 18,35 - 0 = 18,35 \text{ МВА.}$$

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1], п 198, мощность вновь устанавливаемых в процессе строительства (реконструкции) трансформаторов выполняется исходя из необходимости обеспечения отсутствия превышения величиной перспективной нагрузки (МВА) номинальной мощности трансформаторов в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях. Таким образом на ПС 110 кВ Перспективная необходимо установить силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Вариант № 2. Развитие сети 35 кВ Затверецкого энергоузла.

Принципиальная схема сети 35 кВ Затверецкого энергоузла с учетом реализации мероприятий по варианту № 2 представлена на рисунке 7.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов в ремонтной схеме ВЛ 35 кВ Стекловолокно – ПС № 1 для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2030 года с учетом строительства ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево выявил выход параметров электроэнергетического режима за ОДЗ:

- токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на ПС Сахарово ПС 35 кВ № 17 составит 258 А (129 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ и ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 ПС 35 кВ № 17 составит 231 А (115 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 ПС 35 кВ Беле-Кушаль составит 231 А (115 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ СВ 35 кВ Беле-Кушаль составит 231 А (154 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль с отпайками ПС 35 кВ № 2 составит 177 А (118 % от ДДТН);

- токовая нагрузка ТТ СВ 35 кВ ПС № 2 составит 166 А (111 % от ДДТН);

- также на ряде ПС 35 кВ Затверецкого энергоузла выявлено снижение напряжения больше 10 % от номинального.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе рекомендуется следующее усиление сети 35 кВ:

- реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на Сахарово;

- реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ и замена ТТ 200 А на ТТ с ДДТН не менее 229 А ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17;

- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль демонтаж ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль;

- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 229 А СВ 35 кВ Беле-Кушаль;

- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 176 А ВЛ 35 кВ ПС № 2 – Беле-Кушаль с отпайками;

- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 200 А СВ 35 кВ ПС № 2;

- реконструкция ПС 35 кВ № 1 с установкой в РУ 35 кВ БСК 5 Мвар.

Реализация мероприятий по развитию сети 35 кВ Затверецкого энергоузла позволяет ликвидировать необходимость ввода ГАО в рассматриваемых ремонтных схемах.

При выводе в ремонт ВЛ 35 кВ ТЭЦ-4 – Затверецкая I (II) цепь для снижения загрузки электросетевого оборудования рекомендуется выполнение схемно-режимных мероприятий:

- включен В 35 кВ ПС № 2 ПС 35 кВ № 15;

- отключен В 35 кВ ПС Стеклозавод ВЛ 35 кВ Головино – Лисицкий бор с отпайкой на ПС Стеклозавод;

- включен СВ 35 кВ ПС 35 кВ Стеклозавод;

- отключен В 35 кВ ПС № 17 ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на ПС Сахарово;

- отключена ВЛ 35 кВ Затверецкая – Сахарово с отпайкой на ПС Савватьево;

- включен СВ 35 кВ ПС 35 кВ Соминка.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2030 года с учетом развития сети 35 кВ Затверецкого энергоузла не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ.

В разделе 5 приведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сети 35–110 кВ Затверецкого энергоузла, по результатам которого наиболее экономичным вариантом является вариант № 2.

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей Затверецкого энергоузла Тверской области рекомендуется:

- строительство ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево;
- реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на Сахарово;
- реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ и замена ТТ 200 А на ТТ с ДДТН не менее 229 А ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17;
- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль демонтаж ВЧЗ ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль;
- реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 229 А СВ 35 кВ Беле-Кушаль;
- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 176 А ВЛ 35 кВ ПС № 2 – Беле-Кушаль с отпайками;
- реконструкция ПС 35 кВ № 2 замена ТТ 150 А на ТТ с ДДТН не менее 200 А СВ 35 кВ ПС № 2;
- реконструкция ПС 35 кВ № 1 с установкой в РУ 35 кВ БСК 5 Мвар;
- расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Затверецкая на одну ячейку для подключения ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево;
- расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Савватьево на одну ячейку для подключения ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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 Тверской области, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Тверской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения

надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 18 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Тверской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Тверской 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	«Завидово» РТП «Порт» и РТП «Марина»	ГКУ «Тверьоблстрой-заказчик»	0,0	14,8	10	2025	Новая ПС 220 кВ Конаково

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тверской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тверской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9567	9660	9773	9743	9957	10098	10094
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	93	113	-30	214	141	-4
Годовой темп прироста, %	–	0,97	1,17	-0,31	2,20	1,42	-0,04

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тверской области прогнозируется на уровне 10094 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,24 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 214 млн кВт·ч или 2,20 %. Наибольшее снижение потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 30 млн кВт·ч или 0,31 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Тверской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Тверской области представлены на рисунке 8.

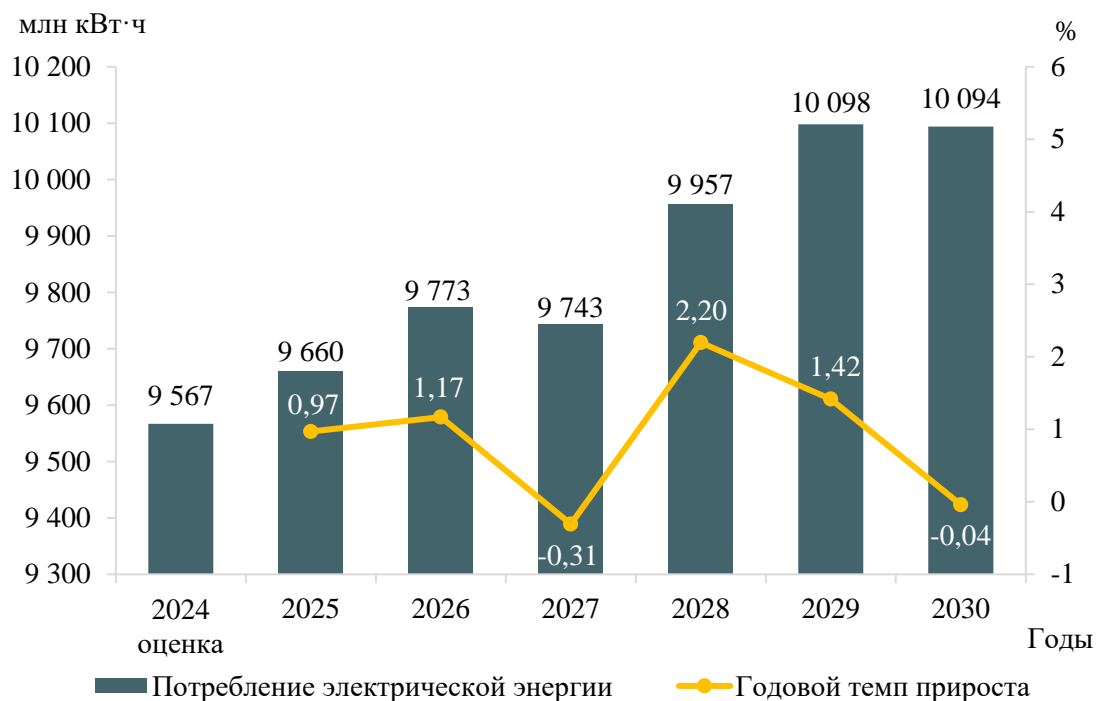


Рисунок 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тверской области и годовые темпы прироста

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

- прогнозируемым ростом потребления действующими потребителями, в том числе в большей степени потребителями в сфере обработки и хранения данных;
- развитием туристического кластера в ОЭЗ ТРТ «Завидово».

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1478	1497	1514	1527	1537	1547	1556
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	19	17	13	10	10	9
Годовой темп прироста, %	–	1,29	1,14	0,86	0,65	0,65	0,58
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6473	6453	6455	6380	6478	6527	6487

Максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1556 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 19 МВт или 1,29 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2030 году и составит 9 МВт или 0,58 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется достаточно плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6487 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Тверской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.

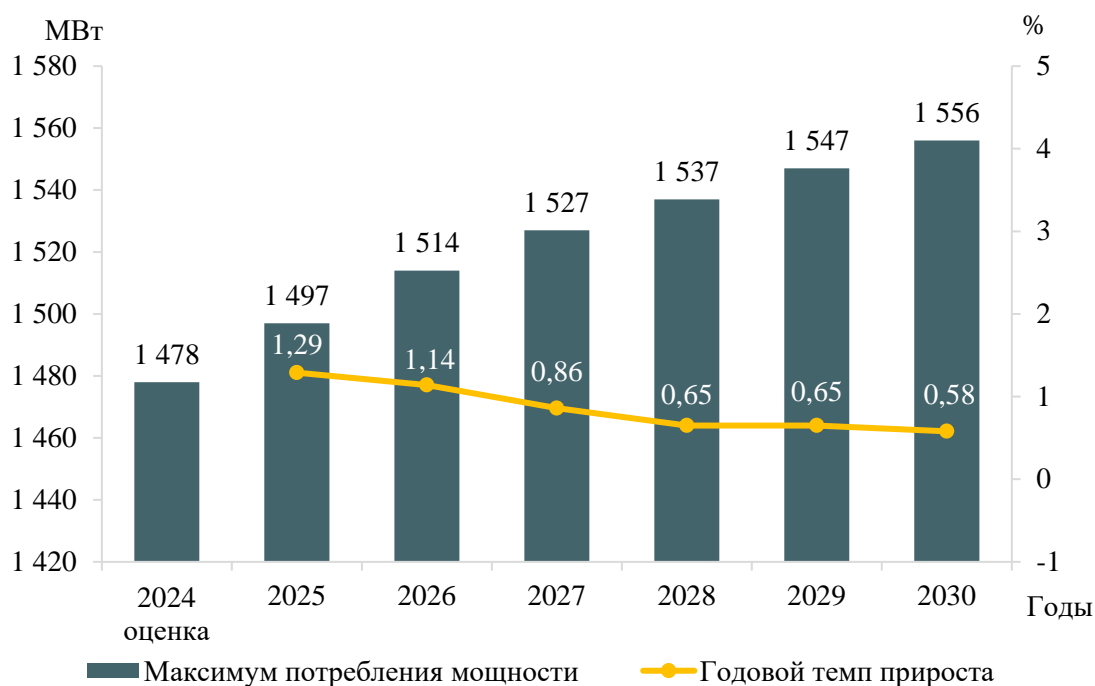


Рисунок 9 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Тверской области и годовые темпы прироста

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 Тверской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тверской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 6797,6 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тверской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тверской области представлена в таблице 21. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тверской области представлена на рисунке 10.

Таблица 21 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тверской области, МВт

Наименование	2024 г. (оρίζается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
ТЭС	2795,0	2795,0	2795,0	2795,0	2795,0	2795,0	2795,0

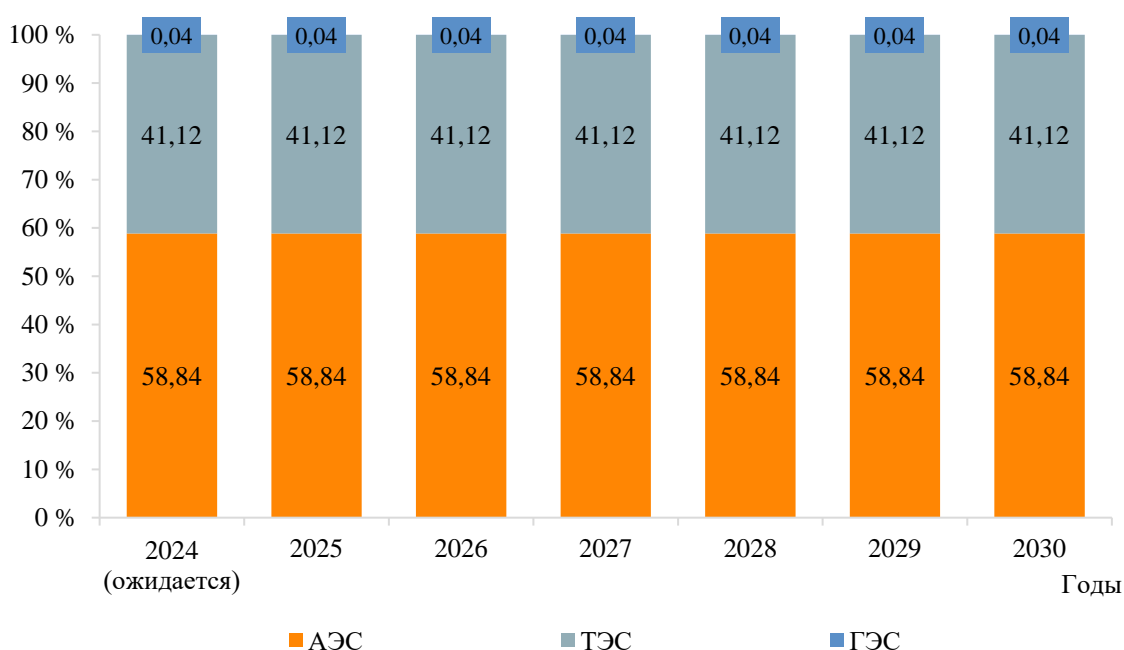


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тверской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Тверской 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 Тверской области

В таблице 22 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 Тверской области.

Таблица 22 – 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 Тверской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Конаково с установкой двух трансформаторов 220/35 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Тверьгор-электро»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ «Тверьоблстройзаказчик»	ГКУ «Тверьобл-стройзаказчик»	–	14,8
2	Строительство двух КЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Конаково	АО «Тверьгор-электро»	220	км	–	0,2	–	–	–	–	–	0,48					
3	ориентировочной протяженностью 0,48 км		220	км	–	0,28	–	–	–	–	–						
4	Строительство ПС 110 кВ Космос с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×2,5	–	–	–	–	–	5	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ОКБ МЭИ»	ООО «ОКБ МЭИ»	1,4	2	
5	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Кашин – Луч I цепь и ВЛ 110 кВ Кашин – Луч II цепь до ПС 110 кВ Космос	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4					

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2025	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Луч с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 24).

Таблица 24 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.04.2024	109,1	108,4

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 25 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество×цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (строительство ПС 110 кВ Перспективная)									
Строительство ПС 110 кВ Перспективная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×25	110-4Н / 2	35-9 / 7	10-9	1204,20
Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Калининская – Редкино II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Перспективная ориентировочной протяженностью 10 км каждая	110	1×2×10	АС-120	–	–	–	–	–	256,79
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Савватьево – Лисицкий Бор на ПС 110 кВ Перспективная общей протяженностью 2 км	35	2×1×1	АС-120	–	–	–	–	–	29,48
Строительство заходов ВЛ 35 кВ ПС № 17 – Головино с отп. на ПС Стеклозавод на ПС 110 кВ Перспективная общей протяженностью 2 км	35	2×1×1	АС-120	–	–	–	–	–	29,48
Реконструкция ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 на участке от ПС 35 кВ № 17 до врезки 35 кВ от новой ПС 110 кВ Перспективная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 17 км	35	1×1×17	АС-70	–	–	–	–	–	23,74
Реконструкция ПС 35 кВ № 17 с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Перспективная – ПС № 17 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 17 с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль с заменой ТТ ячейки СВ 35 кВ Беле-Кушаль с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 2 с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ ПС № 2 – Беле-Кушаль с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 2 с заменой ТТ ячейки СВ 35 кВ ПС № 2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 1 с установкой одного БСК 35 кВ мощностью 5 Мвар	–	–	–	35	1×5	–	–	–	53,41
Итого по варианту № 1									1623,30
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35–110 кВ)									
Реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ ячейки ВЛ 35 кВ Затверецкая – ПС № 17 с отпайкой на Сахарово	–	–	–	35	–	–	–	–	0,02
Реконструкция ПС 35 кВ № 17 демонтаж ВЧЗ и замена ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль – ПС № 17 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,26
Реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль демонтаж ВЧЗ ячейки ВЛ 35 кВ Беле-Кушаль	–	–	–	35	–	–	–	–	0,02
Реконструкция ПС 35 кВ Беле-Кушаль с заменой ТТ ячейки СВ 35 кВ Беле-Кушаль с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 2 с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ ПС № 2 – Беле-Кушаль с отпайками с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 2 с заменой ТТ ячейки СВ 35 кВ ПС № 2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,24
Реконструкция ПС 35 кВ № 1 с установкой одного БСК 35 кВ мощностью 5 Мвар	–	–	–	35	1×5	–	4Н/1	–	53,41
Строительство ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево ориентировочной протяженностью 13,17 км	35	1×1×13,17	АС-120	–	–	–	–	–	187,87
Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Затверецкая на одну ячейку для подключения ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево	–	–	–	35	–	–	13/1	–	45,40
Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Савватьево на одну ячейку для подключения ВЛ 35 кВ Затверецкая – Савватьево	–	–	–	35	–	–	9/1	–	45,40
Итого по варианту № 2									353,10

Таблица 26 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	1623,30	353,10
То же в %	460 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1093,47	164,83
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1943,02	401,54
То же в %	484 %	100 %

Таблица 27 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	1623,30	301,05	406,30	433,01	482,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	339,49	0,00	105,25	105,25	128,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1283,81	301,05	301,05	327,76	353,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	1093,47	0,00	0,00	0,00	0,00	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10
в том числе:																			
ВЛ	37,58	0,00	0,00	0,00	0,00	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1055,88	0,00	0,00	0,00	0,00	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	2716,77	301,05	406,30	433,01	482,95	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10	78,10
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1943,02	301,05	376,20	371,23	383,38	57,41	53,16	49,22	45,57	42,20	39,07	36,18	33,50	31,02	28,72	26,59	24,62	22,80	21,11

Таблица 28 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	353,10	62,62	134,73	155,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	187,87	62,62	62,62	62,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	165,23	0,00	72,11	93,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	164,83	0,00	0,00	0,00	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99
в том числе:																			
ВЛ	22,54	0,00	0,00	0,00	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	142,29	0,00	0,00	0,00	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	517,93	62,62	134,73	155,75	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	401,54	62,62	124,75	133,53	8,72	8,08	7,48	6,92	6,41	5,94	5,50	5,09	4,71	4,36	4,04	3,74	3,46	3,21	2,97

Как видно из таблицы 26, наиболее экономичным вариантом развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

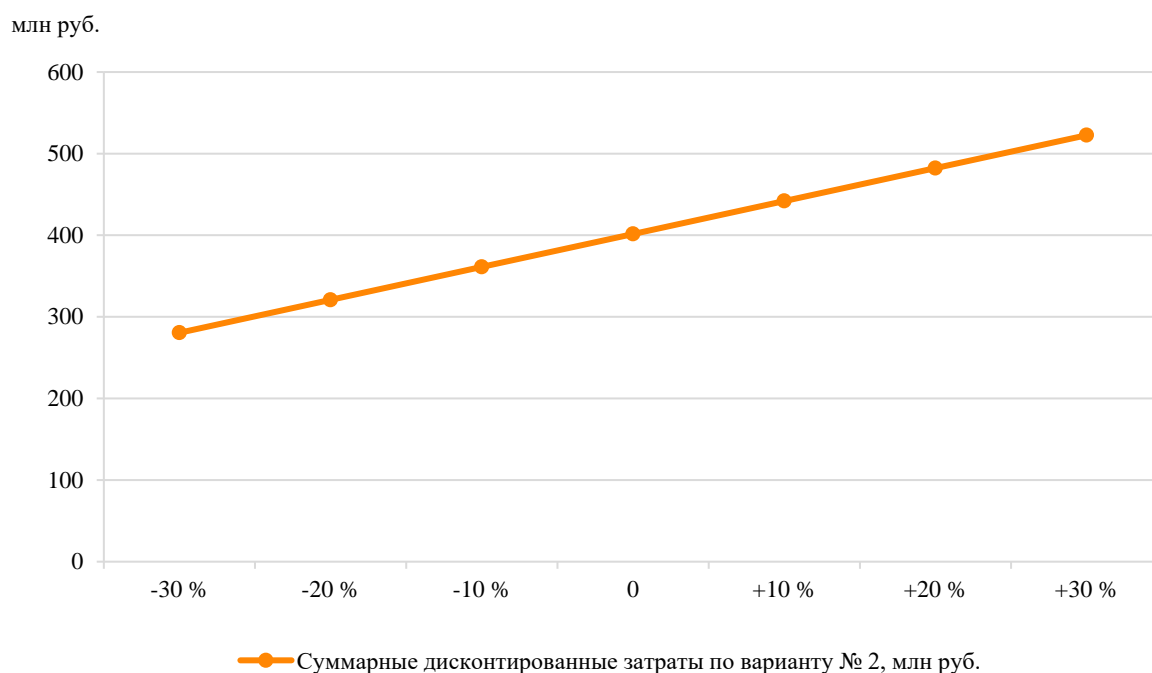
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

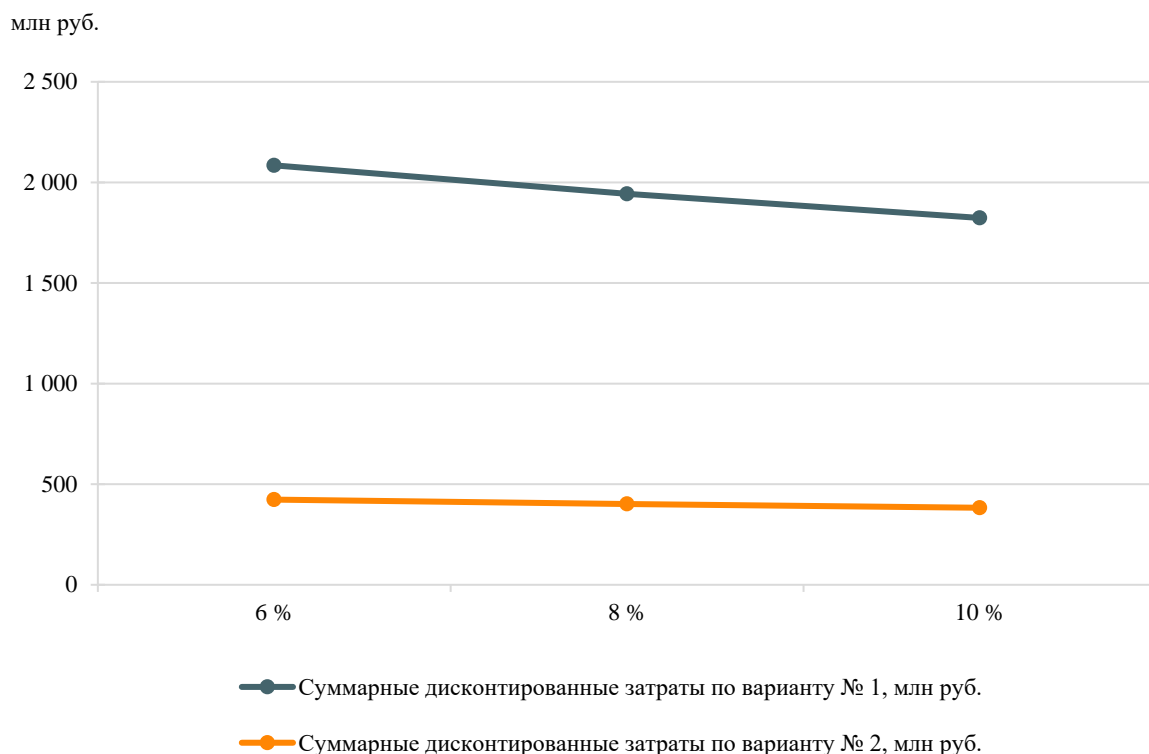
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	280	321	361	402	442	482	523

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 12.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	2085	1943	1823
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	423	402	383

Рисунок 12 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 272 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 392 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 376 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей 35–110 кВ Затверецкого энергоузла сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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 Тверской 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 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 прогнозов 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);

– 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 Тверской области по годам представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тверской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	118	127	133	0	0	0	0	378

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 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тверской 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 [8] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Тверской области осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 81 % в суммарной НВВ сетевых организаций Тверской области) и АО «Тверьгорэлектро» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 17 % в суммарной НВВ сетевых организаций Тверской 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 Тверской области на прогнозный период включает в себя:

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

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [9];
- 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 [10].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

¹ Постановления Главного управления «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области от 28.11.2022 № 495-нп и № 497-нп (в редакции Приказа от 09.02.2024 № 14-нп).

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Главного

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

управления «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области от 19.12.2023 № 553-нп «О внесении изменений в приказ РЭК Тверской области от 28.11.2022 № 498-нп» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Тверской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Тверской 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 Тверской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Тверской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,8 %	1,1 %	-0,3 %	2,2 %	1,4 %	-0,04 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта

инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Тверской области представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Тверской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	789	640	583	458	458	458
объем 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)	106	111	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	495	716	449	301	301	301

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тверской 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 33 и на рисунке 13.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	14,7	16,3	17,1	18,2	19,2	19,9
НВВ	млрд руб.	16,9	17,7	18,1	18,1	18,2	18,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,15	1,39	1,04	-0,16	-1,03	-1,70
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,04	3,32	3,49	3,65	3,79	3,93
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,48	3,61	3,70	3,62	3,59	3,59
Среднегодовой темп роста	%	–	104	103	98	99	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,44	0,28	0,21	-0,03	-0,20	-0,34

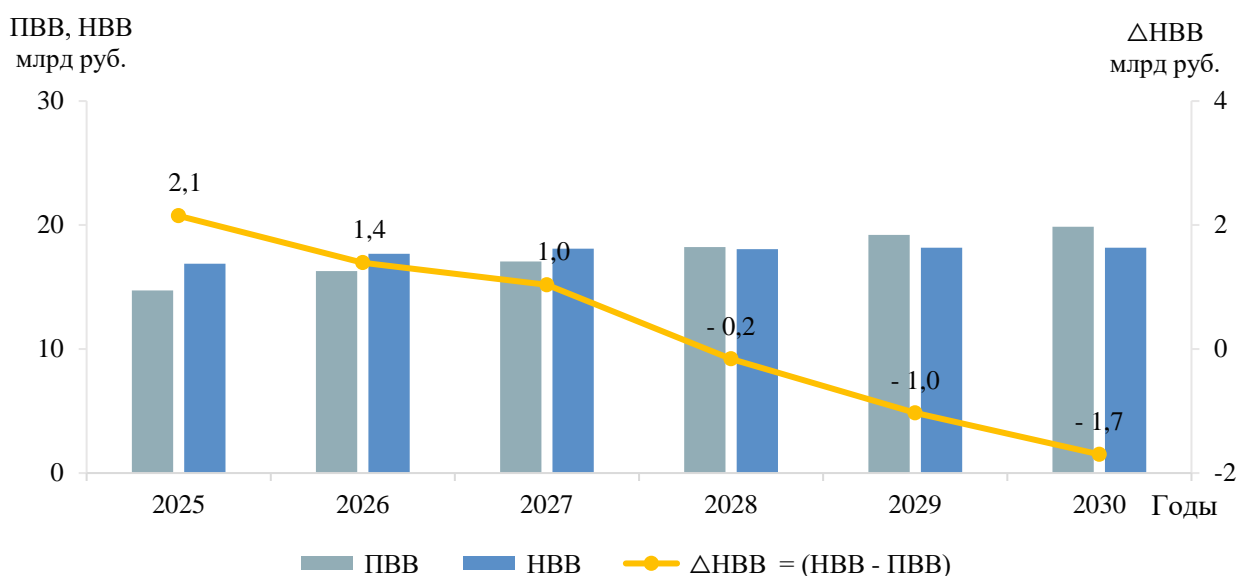


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тверской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 33, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Тверской 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 Тверской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в сценарии 1 и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 6,9–19,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

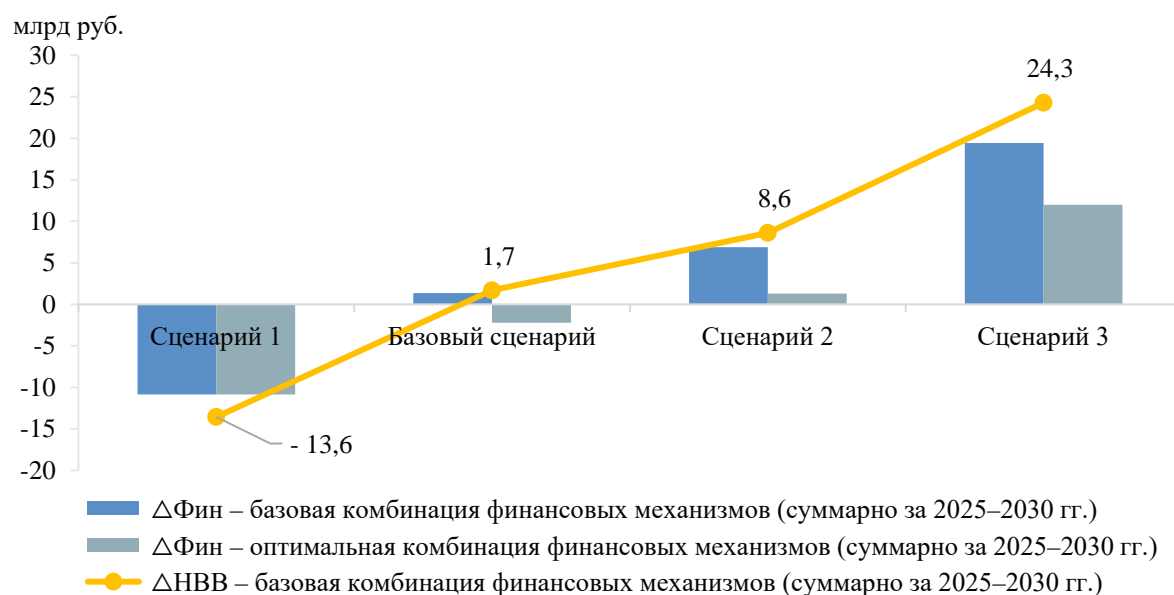


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Тверской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	38 %	77 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 14, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования в Базовом сценарии (таблица 34), за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования инвестиций, при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тверской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тверской области в долгосрочной перспективе, 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 Тверской области оценивается в 2030 году в объеме 10094 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,24 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Тверской области к 2030 году увеличится и составит 1556 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,34 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Тверской области в 2025–2030 годах прогнозируется в диапазоне 6380–6527 ч/год.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тверской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 6797,6 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 0,88 км, трансформаторной мощности 105 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.11.2024).

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/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой

организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.11.2024).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

8. 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: 29.11.2024).

9. 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: 29.11.2024).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Тверской области													
Новотверецкая ГЭС	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-									
		1	ПРК-245ВБ-220		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
		2	ПРК-245ВБ-220		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Установленная мощность, всего		-	-		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Новоцинская ГЭС	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-									
		1	ПРК-245ВБ-120		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Установленная мощность, всего		-	-		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Калининская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо									
		1	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
		2	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
		3	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
		4	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
Установленная мощность, всего		-	-		4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	
Конаковская ГРЭС	ПАО «ЭЛС-Энерго»			Газ, мазут									
		1	К-325-240-7МР		325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
		2	К-325-240-7МР		325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
		3	К-325-240-7МР		325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
		4	К-300-240-1		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
		5	К-300-240-1		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
		6	К-300-240-1		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
		7	К-300-240-1		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
		8	К-325-240-7 МР		325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
Установленная мощность, всего		-	-		2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	2520,0	
Тверская ТЭЦ-4	ООО «Тверская генерация»			Газ, мазут, торф									
		1	4АЛ/6.3-Р16/1,7		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
		3	ПР-24-90/10		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
		4	ПТ-25-90-3 ПР-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		5	ПТ-25/30-90/10-1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		7	ПР-10-90		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Установленная мощность, всего		-	-		88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	
Тверская ТЭЦ-1	ООО «Тверская генерация»			Газ, мазут									
		4	Р-11-35/5		11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Установленная мощность, всего		-	-		11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
Вышневолоцкая ТЭЦ	ООО «Вышневолоцкая ТГК»			Газ, мазут									
		2	ПР-6-3,4/0,5/0,1-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего		-	-		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Тверская ТЭЦ-3	ООО «Тверская генерация»	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут, уголь кузнецкий									
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
					110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луч с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 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	377,61	377,61

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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации.