

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	16
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	21
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	21
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	22
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	23
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	23

3.2	Прогноз потребления электрической энергии	25
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	26
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	27
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	30
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	30
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калининградской области	30
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	33
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	37
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	39
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	46
7.1	Основные подходы	46
7.2	Исходные допущения.....	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	50
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	51
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	52
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	58
	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.....	60
--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
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
T	–	трансформатор
T _{нв}	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Калининградской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение 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 Калининградской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ и обслуживает территорию Калининградской области.

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

- АО «Россети Янтарь».

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Калининградской области связана с энергосистемами:

- Литовской Республики: ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Калининградской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Агропродукт»	24,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области на 01.01.2023 составила 1919,3 МВт, в том числе: ГЭС – 1,7 МВт, ТЭС – 1911,9 МВт, ВЭС – 5,7 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 Калининградской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	1918,7	–	–	+0,03	0,6	1919,3
ГЭС	1,7	–	–	–	–	1,7
ТЭС	1911,9	–	–	+0,03	–	1911,9
ВИЭ – всего	5,1	–	–	–	0,6	5,7
ВЭС	5,1	–	–	–	0,6	5,7

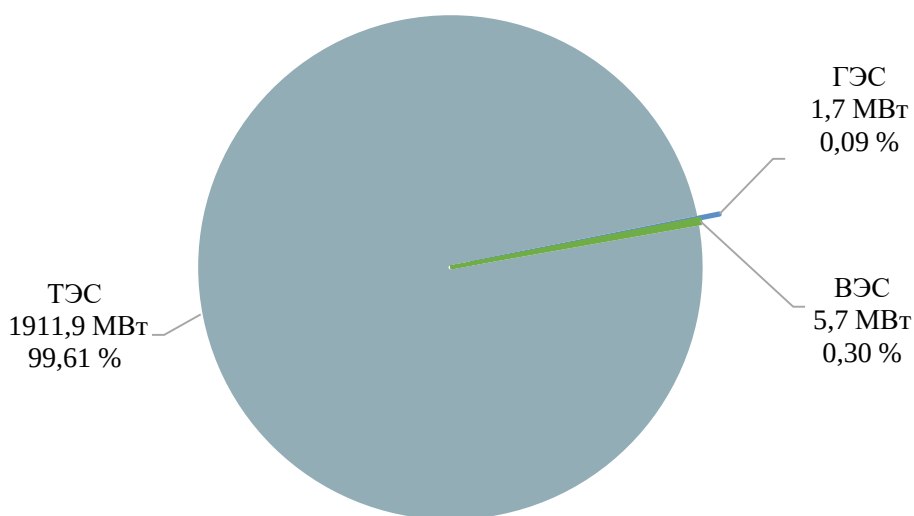


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калининградской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4439	4452	4362	4686	4690
Годовой темп прироста, %	0,05	0,29	-2,02	7,43	0,09
Максимум потребления мощности, МВт	785	755	727	810	805
Годовой темп прироста, %	2,48	-3,82	-3,71	11,42	-0,62
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5655	5897	6000	5785	5826
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	01.03 20:00	24.01 19:00	10.12 18:00	28.12 18:00	15.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12,7	-10,1	-2,1	-8,9	-11,6

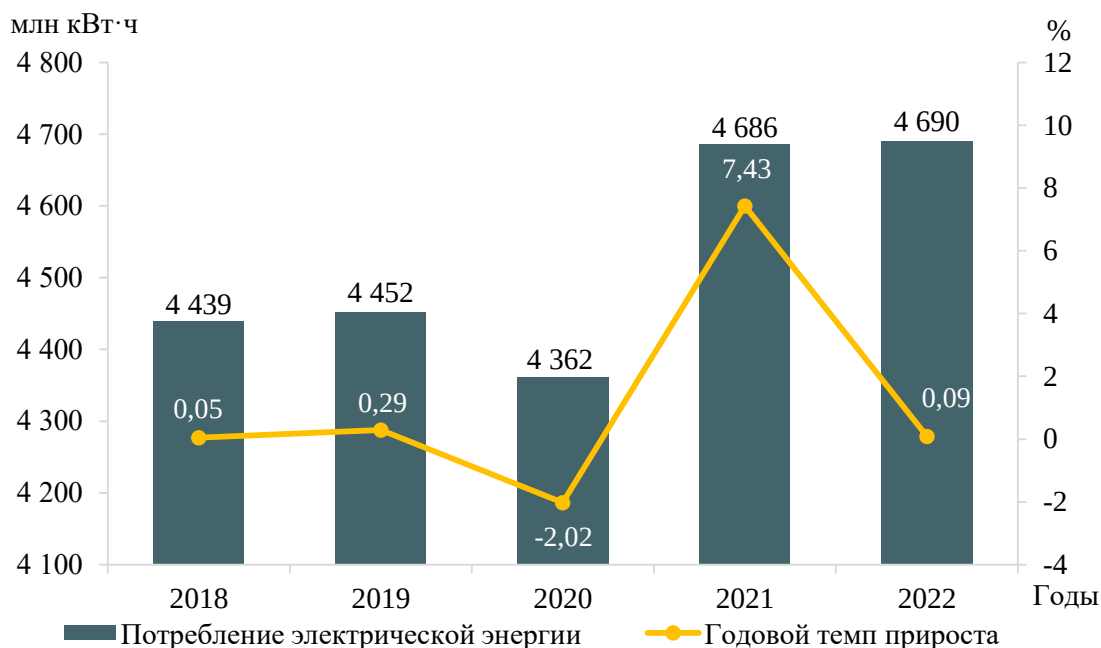


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

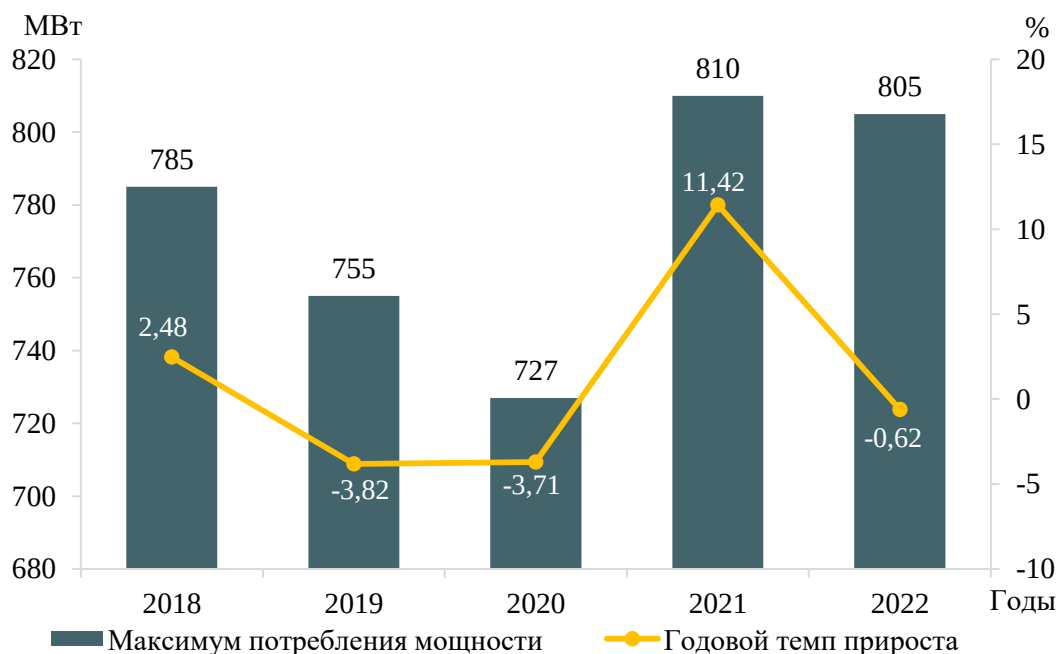


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области увеличилось на 253 млн кВт·ч и составило в 2022 году 4690 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,12 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,02 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области вырос на 29 МВт и составил 805 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,74 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,42 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности составило 3,82 % в 2019 году.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в обрабатывающих производствах;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- снижением потребления на транспорте;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ О-1 Центральная – Советск-330 (Л-415) на Прегольскую ТЭС протяженностью 4,95 км	АО «Россети Янтарь»	2018	4,95 км
2	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Северная 330 протяженностью 64,76 км	АО «Россети Янтарь»	2018	64,76 км
3	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ О-1 Центральная – Советск-330 (Л-415) на Прегольскую ТЭС протяженностью 5,18 км	АО «Россети Янтарь»	2018	5,18 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Морская – Флотская I цепь протяженностью 12,71 км	АО «Россети Янтарь»	2018	12,71 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Морская – Флотская II цепь протяженностью 12,71 км	АО «Россети Янтарь»	2018	12,71 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Морская – Светлый путем отключения ВЛ 60 кВ О-52 Светлый – О-8 Янтарное I цепь с отпайками (Л-60-17) от О-8 Янтарное и подключением к ПС 110 кВ Морская с переводом на напряжение 110 кВ	АО «Россети Янтарь»	2018	0,2 км
7	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Советск 330 – О-4 Черняховск с отпайкой на ПС 110 кВ О-32 Черняховск-2 (Л-106) на Талаховскую ТЭС протяженностью 21 км	АО «Россети Янтарь»	2018	21 км
8	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Советск 330 – О-4 Черняховск с отпайкой на ПС 110 кВ О-32 Черняховск-2 (Л-106) на Талаховскую ТЭС протяженностью 21 км	АО «Россети Янтарь»	2018	21 км
9	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Морская – Янтарное с отпайкой на ПС Карьер путем отключения ВЛ 60 кВ О-52 Светлый – О-8 Янтарное II цепь с отпайками (Л-60-19) от ПС 110 кВ О-52 Светлый и подключением к ПС 110 кВ Морская и переводом на класс напряжения 110 кВ протяженностью 3,37 км	АО «Россети Янтарь»	2019	3,37 км
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый I цепь с отпайками (Л-149) до Приморской ТЭС протяженностью 1,06 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,06 км
11	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый II цепь с отпайками (Л-165) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
12	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый I цепь с отпайками (Л-149) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
13	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый с отпайками (Л-150) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
14	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый II цепь с отпайками (Л-165) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
15	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый I цепь с отпайками (Л-149) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
16	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый с отпайками (Л-150) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Светлый – Янтарное с отпайкой на ПС Карьер путем перевода с 60 кВ на 110 кВ ВЛ 60 кВ О-52 Светлый – О-8 Янтарное I цепь с отпайками (Л-60-17) и демонтажем отпайки на ПС О-7 Приморск	АО «Россети Янтарь»	2019	–
18	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – Черняховск с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная протяженностью 2 км	АО «Россети Янтарь»	2019	2 км
19	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Черняховск – О-50 Междуречье с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная протяженностью 3,4 км	АО «Россети Янтарь»	2019	3,4 км
20	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Луговая – Юго-Восточная № 1 (Л-179) до ПС 110 кВ Окружная протяженностью 5,93 км	АО «Западная энергетическая компания»	2020	5,93 км
21	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Луговая – Юго-Восточная № 2 (Л-180) до ПС 110 кВ Окружная протяженностью 6,16 км	АО «Западная энергетическая компания»	2020	6,16 км
22	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Северная 330 – О-24 Гурьевск с отпайкой на ПС О-42 Северная 110 протяженностью 0,194 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,194 км
23	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Северная 330 – О-42 Северная 110 протяженностью 0,069 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,069 км
24	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная I цепь	АО «Россети Янтарь»	2021	–
25	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная II цепь с отпайкой на ПС О-45 Жуковская	АО «Россети Янтарь»	2021	–
26	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Северная 330 – О-11 Ленинградская I цепь (Л-152) протяженностью 0,846 км	АО «Россети Янтарь»	2022	0,846 км
27	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Северная 330 – О-11 Ленинградская II цепь (Л-153) протяженностью 0,846 км	АО «Россети Янтарь»	2022	0,846 км
28	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Северная 330 – Коврово с отпайкой на ПС Романово протяженностью 2,84 км	АО «Россети Янтарь»	2022	2,84 км
29	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ О-62 Пионерская – Коврово с отпайками протяженностью 2,835 км	АО «Россети Янтарь»	2022	2,835 км
30	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Северная 330 – О-62 Пионерская с отпайкой на ПС О-69 Дунаевка	АО «Россети Янтарь»	2022	–
31	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Пионерская – Куликово I цепь протяженностью 5,935 км	АО «Западная энергетическая компания»	2022	5,935 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
32	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Пионерская – Куликово II цепь протяженностью 5,935 км	АО «Западная энергетическая компания»	2022	5,935 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство Прегольской ТЭС с четырьмя трансформаторами 330/10,5 кВ мощностью 63 МВА каждый и четырьмя трансформаторами 330/10,5 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Интер РАО»	2018	4×63 МВА 4×125 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Морская с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2018	2×10 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ О-10 Зеленоградск с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2018	2×25 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Флотская с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2018	2×16 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Храброво с установкой третьего и четвертого трансформаторов 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2018	2×40 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2019	2×40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Западная энергетическая компания»	2019	10 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Морская с установкой трансформатора 110/60 кВ мощностью 60 МВА	АО «Россети Янтарь»	2019	60 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ О-52 Светлый с заменой трансформатора Т-32 110/15 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Янтарь»	2019	25 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Багратионовск с заменой трансформатора 110/15 кВ на трансформатор 110/15 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Янтарь»	2020	16 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ладушкин с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2020	2×16 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Окружная с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Западная энергетическая компания»	2020	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Полесск с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2020	2×16 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Славск с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2020	2×10 МВА
15	110 кВ	Строительство Приморской ТЭС с тремя трансформаторами 110/6,3 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Интер РАО»	2020	3×80 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Багратионовск с заменой трансформатора 110/15 кВ на трансформатор 110/15 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Янтарь»	2021	16 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ладушкин с заменой трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/15 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Янтарь»	2021	16 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ О-18 Озерки с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2021	2×10 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Полесск с заменой трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/15 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Янтарь»	2021	16 МВА
20	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Коврово	АО «Россети Янтарь»	2022	—
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Куликово с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2022	2×16 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Калининградской 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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-1,6
	20.06.2018	19,5
2019	18.12.2019	7,4
	19.06.2019	20,9
2020	16.12.2020	3,8
	17.06.2020	19,5
2021	15.12.2021	4
	16.06.2021	15,4
2022	21.12.2022	2,3
	15.06.2022	15,9

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

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

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

2.2.1.1 АО «Россети Янтарь»

Рассмотрены предложения АО «Россети Янтарь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	110/15/10	Т-1	ТДТН-16000/110	115/15/10,5	16	1980	81,83	15,57	19,55	20,12	22,01	18,88	11,63	16,05	16,03	12,41	16,02	0
			Т-2	ТДТН-25000/110	115/15/10,5	25	2008	90,75											
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	110/15	Т-1	ТРДН-25000/110-У1	110/15	25	2008	80,5	26,51	26,41	27,94	30,88	32,93	16,21	17,57	17,94	18,53	18,53	0
			Т-2	ТРДН-25000/110-У1	110/15	25	2010	90,3											

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	Т-1	ТДТН-16000/110	1980	81,83	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	2008	90,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	Т-1	ТРДН-25000/110-У1	2008	80,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-У1	2010	90,3	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	2021	22,01	ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «Мед-Ист»	180/02/07	28.02.2007	2024	1,495	0,555	15	0,299	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «МК-Балтика»	7519/12/20	18.01.2021	2024	0,7	0	10	0,35						
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ТУ на ТП менее 670 кВт (399 шт.)			2024	7,707	0	15	0,771						
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	2022	32,93	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	ТУ на ТП менее 670 кВт (1292 шт.)			2024	34,766	0	0,23–15	3,477	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35
				ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	ООО «СЗ «Дельта-Строй»	695/01/22	16.12.2022	2024	1,246	0	0,4	0,498						

ПС 110 кВ Космодемьянская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,01 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 122,6 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,122 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,902 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,578 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Янтарь» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Мед-Ист» (от 28.02.2007 № 180/02/07 заявленной мощностью 1,495 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,01 + 1,578 + 0 - 0 = 23,588 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 131,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Космодемьянская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Космодемьянская расчетный объем ГАО составит 5,636 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 23,588 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Янтарь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-24 Гурьевск.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,93 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +2,3^{\circ}\text{C}$ и при возможном повышенном износе изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 36,012 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,417 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,93 + 4,417 + 0 - 0 = 37,35 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ О-24 Гурьевск ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ О-24 Гурьевск расчетный объем ГАО составит 6,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,35 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА. Суммарные дисконтированные затраты на реализацию мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый составят 406,56 млн руб.

В качестве альтернативного варианта по предложению АО «Россети Янтарь» рассмотрено строительство ПС 110 кВ Ореховка с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый и сооружением заходов от ВЛ 110 кВ О-24 Гурьевск – Полесск. Суммарные дисконтированные затраты на реализацию мероприятия по строительству новой ПС 110 кВ Ореховка составят 943,81 млн руб.

По результатам ТЭО, приведенным в 5.1, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА на ПС 110 кВ О-24 Гурьевск.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Янтарь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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

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

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

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 10 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «Оборонэнерго»	Реконструкция ПС 60 кВ О-36 Балтийск с переводом на напряжение 110 кВ и заменой трансформаторов Т-1 60/15/10 кВ и Т-2 60/15/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА каждый

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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Калининградской области приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Калининградской области

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	1×40 МВА	2023	АО «Региональная энергетическая компания»
		1×40 МВА	2024	

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Калининградской 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							
1	ООО «К-Поташ Сервис»	ООО «К-Поташ Сервис»	0,0	13,306 46,694	10	2023 2026	ПС 110 кВ Захаровская
2	Завод по производству электрического оборудования	ООО «Рэнера-Энертек»	0,0	50,0	10	2025	ПС 110 кВ Заводская
Более 10 МВт							
3	Объекты нефтяного месторождения	ООО «Лукойл-КМН»	0,0	20,0	110	2024	РП 110 кВ Коврово
4	АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции» (строительство ПС 110 кВ Маломожайская)	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции» (АО «Россети Янтарь»)	0,0	15,0	110	2023	ПС 330 кВ Советск-330
5	Тепличный комплекс круглогодичного непрерывного производства сельскохозяйственной продукции	ООО «Балтстройсервис»	0,0	10,5	15	2025	ПС 110 кВ Куликово

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4666	4862	4988	5123	5210	5247	5269
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	196	126	135	87	37	22
Годовой темп прироста, %	–	4,20	2,59	2,71	1,70	0,71	0,42

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калининградской области прогнозируется на уровне 5269 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,68 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 196 млн кВт·ч или 4,20 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 22 млн кВт·ч или 0,42 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

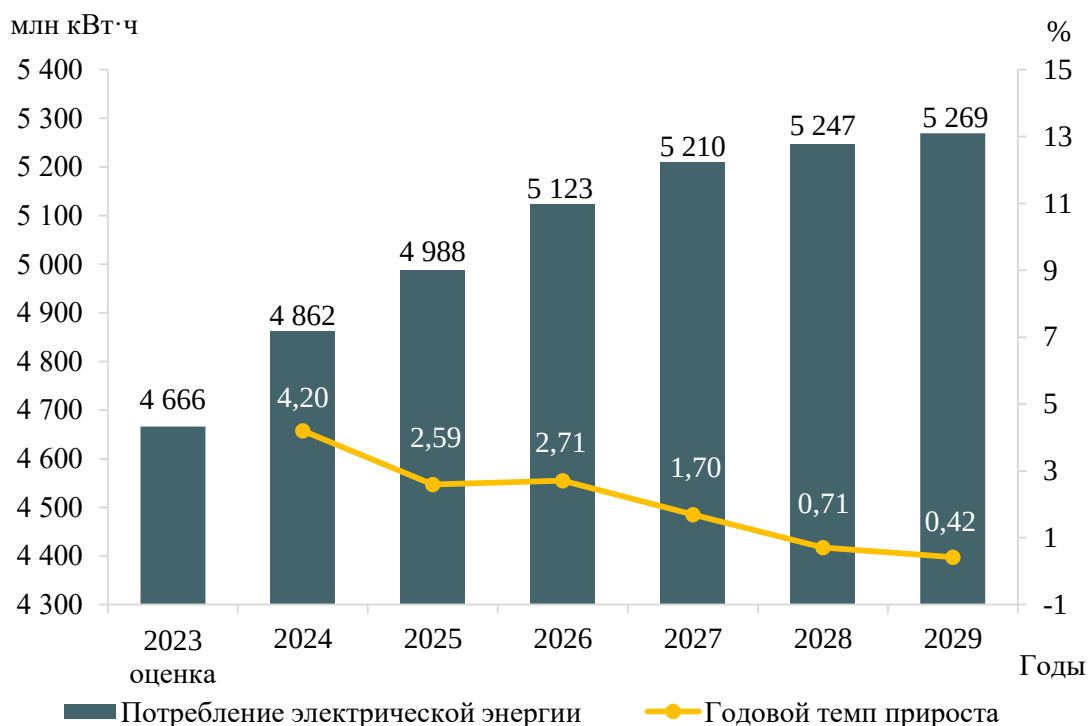


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

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

- вводом новых промышленных предприятий и предприятий по производству сельскохозяйственной продукции;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	819	840	857	865	868	872	876
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	21	17	8	3	4	4
Годовой темп прироста, %	–	2,56	2,02	0,93	0,35	0,46	0,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5697	5788	5820	5923	6002	6017	6015

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2029 году прогнозируется на уровне 876 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,21 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 21 МВт или 2,56 %, что обусловлено увеличением потребления мощности ООО «Лукойл-Калининградморнефть», наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 3 МВт или 0,35 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено вводом потребителей с полунепрерывным циклом работы. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6015 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

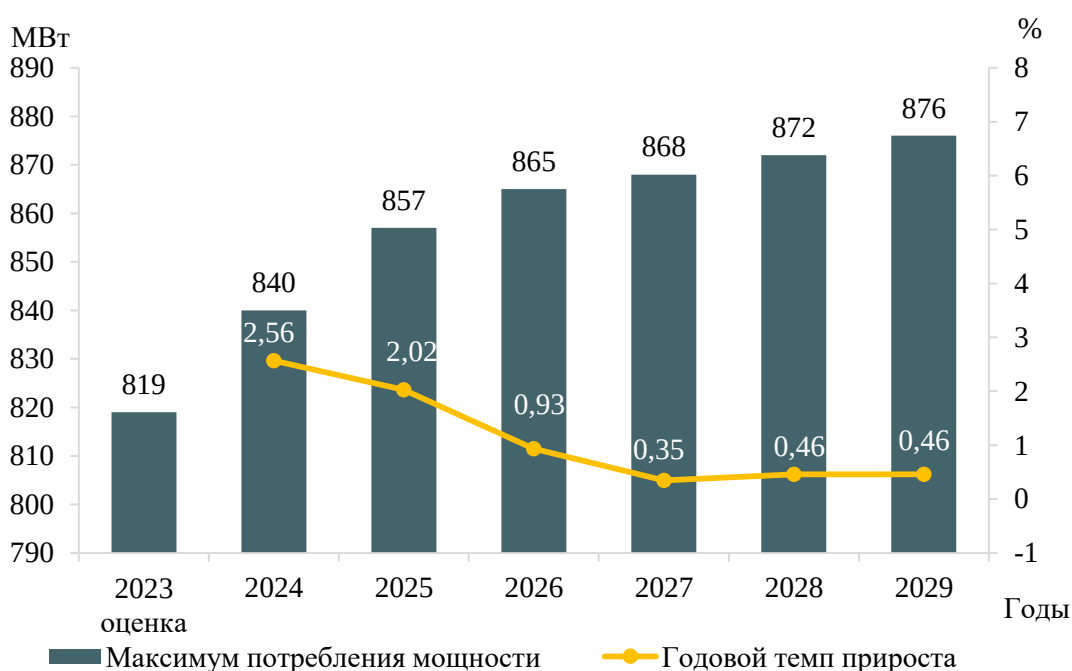


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности и годовые темпы прироста энергосистемы Калининградской области

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калининградской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 6 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Калининградской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 15.

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

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	6	–	–	–	–	–	6
ТЭС	–	6	–	–	–	–	–	6

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области к 2029 году составит 1925,3 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калининградской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1919,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3
ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	1911,9	1917,9	1917,9	1917,9	1917,9	1917,9	1917,9
ВИЭ – всего	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
ВЭС	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7

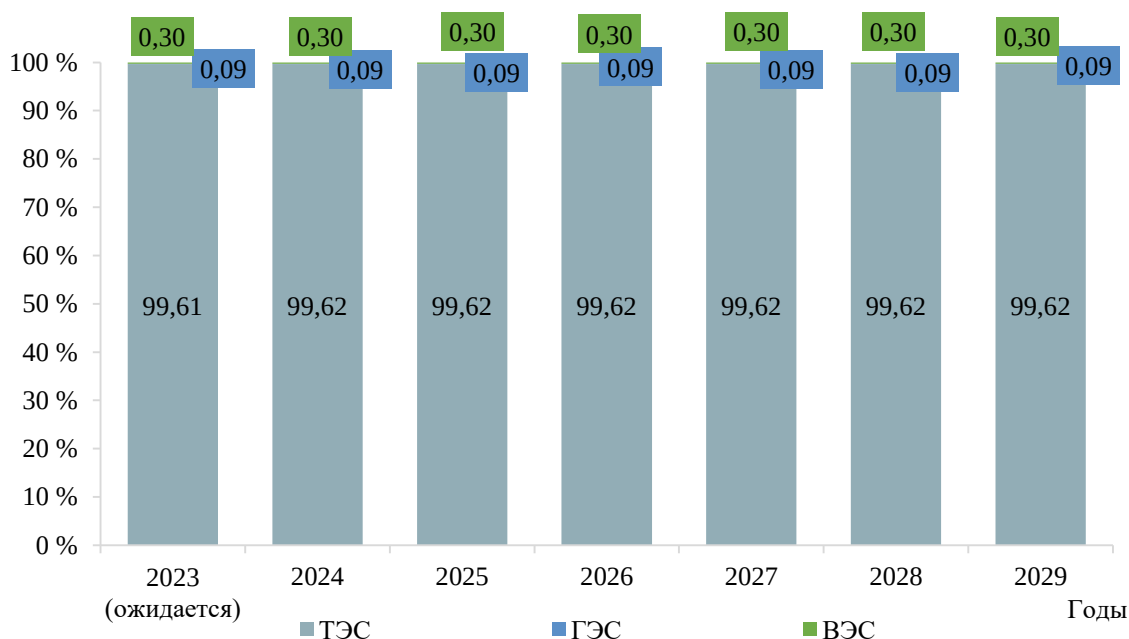


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций Калининградской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Калининградской 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 Калининградской области

В таблице 17 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калининградской области.

Таблица 17 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калининградской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Рощино с двумя трансформаторами 110/35/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининград-морнефть»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининград-морнефть»	–	20
2	Строительство двух ВЛ 110 кВ Коврово – Рощино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4				
3	Строительство ПС 110 кВ Ялтинская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Западная энергетическая компания»	110	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БТПД «Ресурсы севера»	ООО «БТПД «Ресурсы севера»	–	8,8
4	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Береговая – О-30 Московская до ПС 110 кВ Ялтинская ориентировочной протяженностью 0,05 км	АО «Западная энергетическая компания»	110	км	–	–	–	0,05	–	–	–	0,05				
5	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Северная 330 – Береговая с отпайками до ПС 110 кВ Ялтинская ориентировочной протяженностью 0,05 км	АО «Западная энергетическая компания»	110	км	–	–	–	0,05	–	–	–	0,05				
6	Строительство ПС 110 кВ Маломожайская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Филиал АО «Концерн Росэнерго-атом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	–	15
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Советск-330 – Маломожайская ориентировочной протяженностью 12 км	Филиал АО «Концерн Росэнерго-атом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	–	24				
8	Строительство ПС 110 кВ Захаровская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-Поташ Сервис»	ООО «К-Поташ Сервис»	–	60
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Центральная – Нивенская I цепь до ПС 110 кВ Захаровская ориентировочной протяженностью 3 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3				
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Центральная – Нивенская II цепь до ПС 110 кВ Захаровская ориентировочной протяженностью 3 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Реконструкция ПС 110 кВ О-59 Прибрежная с установкой второго трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА	АО «Западная энергетическая компания»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАЛТКЕРАМИКА»	ООО «БАЛТ-КЕРАМИКА»	0,6	1,5
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – Ладушкин с отпайкой на ПС О-59 Прибрежная со строительством заходов на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная ориентировочной протяженностью 0,23 км каждый вместо отпаяк на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная	АО «Россети Янтарь»	110	км	2×0,23	–	–	–	–	–	–	0,46				
13	Реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения ООО «Мед-Ист»	ООО «Мед-Ист»	0,555	1,495
14	Реконструкция ПС 60 кВ О-36 Балтийск с переводом на напряжение 110 кВ и заменой трансформаторов Т-1 60/15/10 кВ и Т-2 60/15/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Оборон-энерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Оборонэнерго»	АО «Оборон-энерго»	23,777	-
15	Реконструкция ВЛ 60 кВ Морская – Балтийск I, II цепь с переводом на напряжение 110 кВ с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Морская – Балтийск ориентировочной протяженностью 12,66 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	2×12,66	–	–	–	–	–	25,32				
16	Строительство ПС 110 кВ Заводская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РЭНЕРА-Энертек»	ООО «РЭНЕРА-Энертек»	–	50
17	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гусев – О-37 Лунино (Л1-102) до ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 8,6 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	8,6	–	–	–	–	–	8,6				
18	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ О-37 Лунино – О-6 Неман (Л1-132) до ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 8,6 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	8,6	–	–	–	–	–	8,6				

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

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

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Реновация основных фондов
					–	1×40	–	–	–	–	–	40	

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мед-Ист»

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 2023 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 № 10 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации и основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 20).

Таблица 20 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 14.04.2023	–	–	–	–	114,6	105,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск

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 2024–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет 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 21 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция				Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, 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.		
						110 кВ	15 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый)								
Замена трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/15	2×40	ОРУ 110-5Н / 2	ЗРУ 15-10 / 4	285,43
Итого по варианту № 1								285,43
Вариант № 2 (строительство ПС 110 кВ Ореховка)								
Строительство ПС 110 кВ Ореховка с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/15	2×25	ОРУ 110-5Н / 3	ЗРУ 15-10 / 24	557,60
Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-24 Гурьевск – Полесск на ПС 110 кВ Ореховка	110	2×1×4,5	АС-120	–	–	–	–	117,39
Итого по варианту № 2								674,99

Таблица 22 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	285,43	674,99
То же в %	100 %	236 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	336,81	718,01
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	406,56	943,81
То же в %	100 %	232 %

Таблица 23 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	285,43	95,14	95,14	95,14	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ	285,43	95,14	95,14	95,14	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ		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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	336,81	0,00	0,00	0,00	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ	336,81	0,00	0,00	0,00	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	622,24	95,14	95,14	95,14	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	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	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	406,56	95,14	88,10	81,57	13,37	12,38	11,46	10,61	9,83	9,10	8,42	7,80	7,22	6,69	6,19	5,73	5,31	4,92	4,55	4,21	3,90	3,61	3,35	3,10

Таблица 24 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	674,99	225,00	225,00	225,00	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
ВЛ	117,39	39,13	39,13	39,13	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ	557,60	185,87	185,87	185,87	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	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 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ		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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	718,01	0,00	0,00	0,00	75,10	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84
в том числе:																								
ВЛ	18,78	0,00	0,00	0,00	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Электрооборудование и РУ 110 кВ	657,97	0,00	0,00	0,00	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90	32,90
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1393,00	225,00	225,00	225,00	75,10	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84	33,84
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	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	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	943,81	225,00	208,33	192,90	59,62	24,87	23,03	21,32	19,74	18,28	16,93	15,67	14,51	13,44	12,44	11,52	10,67	9,88	9,15	8,47	7,84	7,26	6,72	6,22

Как видно из таблицы 22, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск является вариант № 1.

Вариант № 1 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.

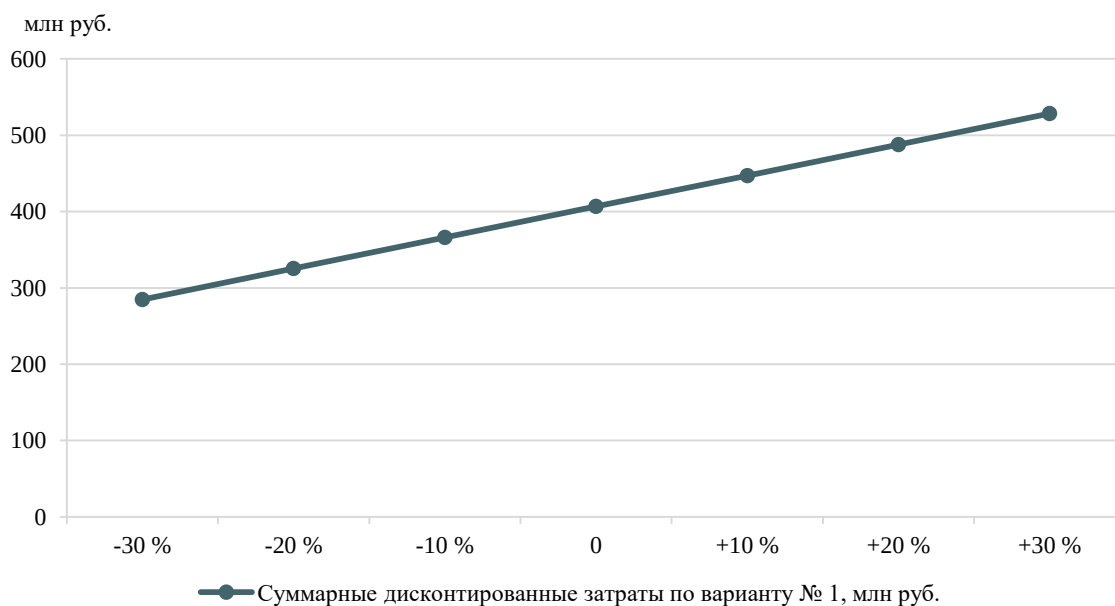
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

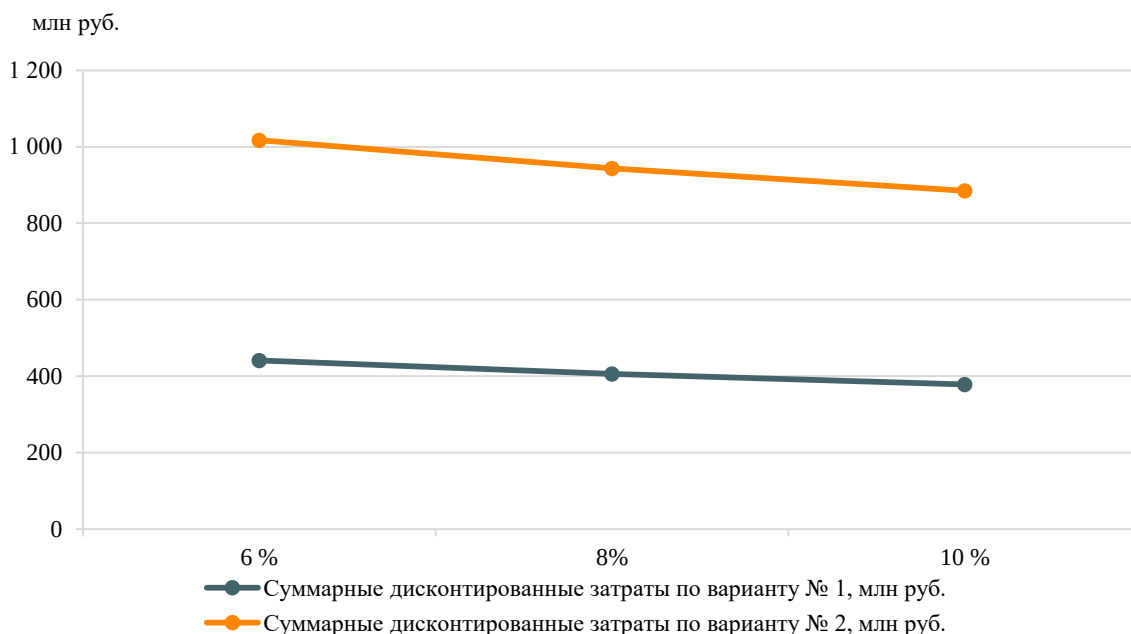
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 7.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	285	325	366	407	447	488	529

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	441	407	379
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1018	944	885

Рисунок 8 – 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 № 1 даже на 30 % вариант остается более экономичным, по сравнению с вариантом № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 79 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 130 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 134 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск сохраняет свое экономическое преимущество даже 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 проектов по развитию электрической сети Калининградской 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 проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Россети Янтарь» на 2021–2023 годы. Материалы размещены 15.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 28@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Янтарь» на 2021–2023 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 27@;

3) внесенных приказом Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 31.10.2022 № 76-01э/22 изменений в приказ от 26.11.2019 № 109-01э/19 «Об утверждении инвестиционной программы АО «Региональная энергетическая компания» на период 2020–2024 годов»;

4) исходных данных, предоставленных АО «Россети Янтарь» письмом от 19.04.2023 «О направлении исходных данных по предложениям для включения в СиПР ЭЭС России на 2024-2029 годы»;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Калининградской области осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Янтарь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 83 % в суммарной НВВ сетевых организаций Калининградской 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 Калининградской области на прогнозный период включает в себя:

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

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

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Приказ Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 24.12.2018 № 118-10э/18.

рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 29.11.2022 № 96-07э/22 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Калининградской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Калининградской 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 Калининградской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии Калининградской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Калининградской области по тарифному решению	2 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	4,2 %	2,6 %	2,7 %	1,7 %	0,7 %	0,4 %

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 проекта (от 20.04.2023) инвестиционной программы основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Калининградской области представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Калининградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2218	1960	1342	1509	1509	1509
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	309	110	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2289	1774	1822	1312	1534	1534

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калининградской 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 28 и на рисунке 9.

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

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	8,6	9,1	9,6	10,0	10,4	10,8
НВВ	млрд руб.	9,5	9,4	8,8	9,0	9,1	9,1
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,9	0,3	-0,8	-1,0	-1,4	-1,7

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5
Среднегодовой темп роста	%	—	103	102	103	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1
Среднегодовой темп роста	%	—	96	91	101	100	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4

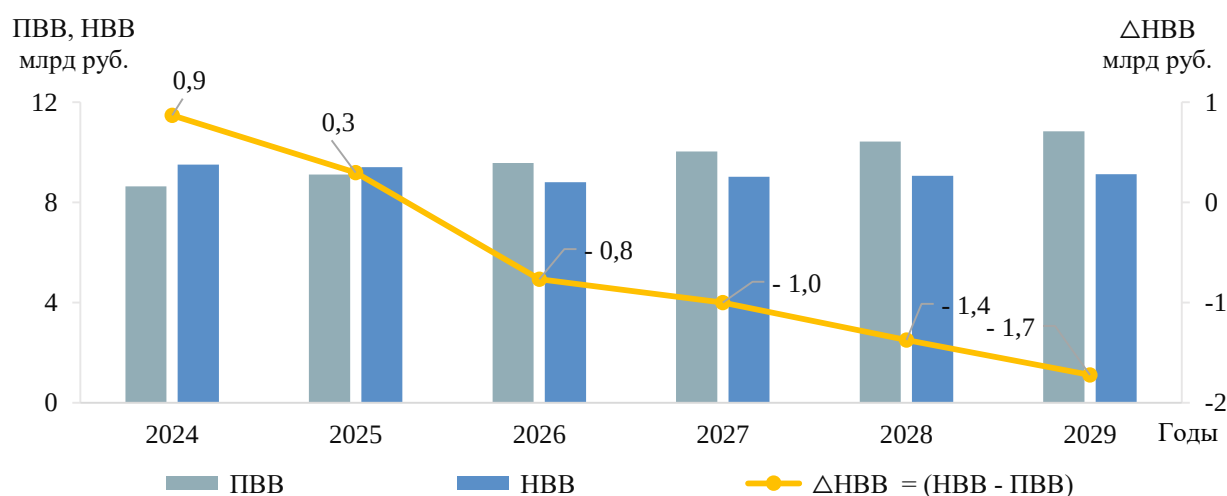


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калининградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 28, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Калининградской 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 Калининградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях

темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования (сценарий 1, сценарий 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,5 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

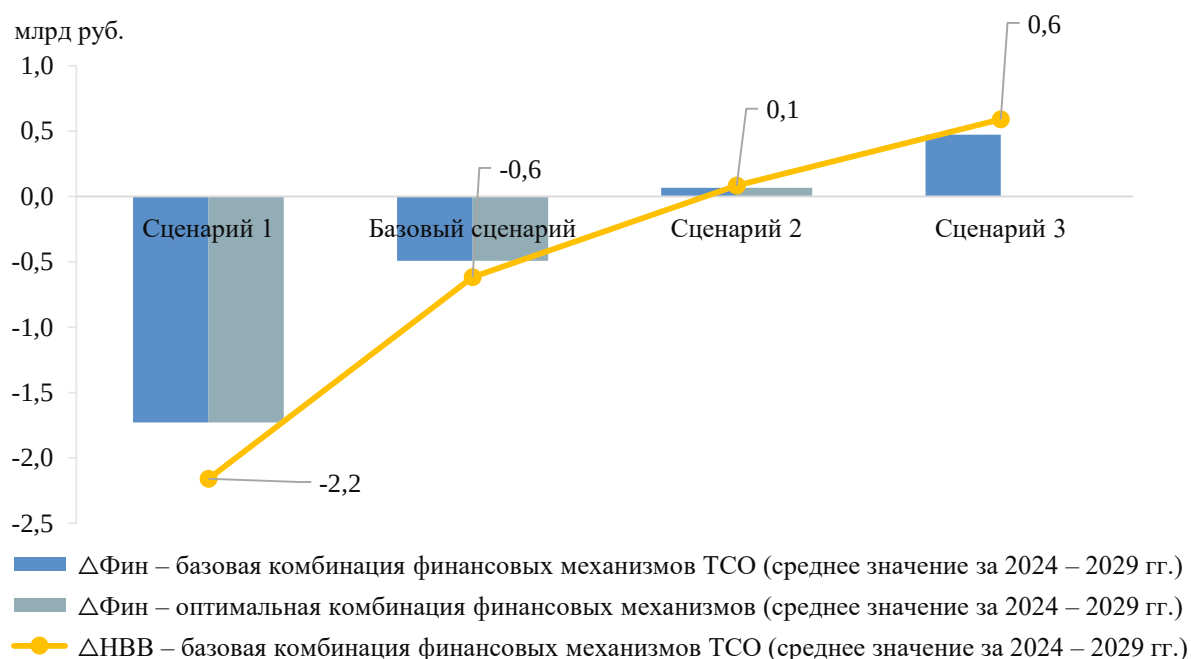


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Калининградской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	23 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 29).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Калининградской области оценивается в 2029 году в объеме 5269 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,68 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2029 году увеличится и составит 876 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,21 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калининградской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5788–6017 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калининградской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области к 2029 году составит 1925,3 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 48,16 км, трансформаторной мощности 467 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: 24.08.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Калининградской области													
Правдинская ГЭС-3	АО «Россети Янтарь»			–									
		1	РО 123-ДГО-100		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Озерская ГЭС	АО «Россети Янтарь»			–									
		1	РО-ВБ-140		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
		2	РО-ВБ-140		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
Установленная мощность, всего		–	–		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Гусевская ТЭЦ	АО «Калининградская генерирующая компания»												
		2	P-10-29/1,2	Газ, мазут	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
		–	ГПА	Газ			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,5	8,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	
Малая Заозерная ГЭС	АО «Россети Янтарь»			–									
		1	TR-650-34В		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Установленная мощность, всего		–	–		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
ТЭЦ-10 Советского ЦБЗ	ОАО «Советский ЦБЗ»			Газ									
		2	ПР-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5м		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	ПТ-12-35/10м		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Калининградская ТЭЦ-2	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		2	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	
Маяковская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)		79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	
		2	ГТЭ 80/PG6111(FA)		81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	160,3	
Талаховская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ГТЭ 80/PG6111(FA)		81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	161,1	
Прегольская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ПГУ		116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	
		2	ПГУ		117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	
		3	ПГУ		113,2	113,2	113,2	113,2	113,2	113,2	113,2	113,2	
		4	ПГУ		115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Ушаковская ВЭС	АО «Калининградская генерирующая компания»			—									
		1	ENERCON E-70 E4		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		2	ENERCON E-70 E4		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		3	ENERCON E-70 E4		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
Установленная мощность, всего		—	—		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
Приморская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Уголь									
		1	K-65-12,8		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	K-65-12,8		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	K-65-12,8		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	
Зеленоградская ВЭС	АО «Калининградская генерирующая компания»			—									
		1	WindWorld W-4200/600		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		—	—		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	

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 Калининградской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	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	255,28	253,24
2	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	378	378

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 ³⁾	Реновация основных фондов	477,3	98,2
				АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	2024			

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.