

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	16
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	21
2.2.4 Не принятые 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 2025–2030 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 .....	26
3.3	Прогноз потребления мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
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 .....	31
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	35
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 .....	37
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	39
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	40
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	41
7.1	Основные подходы .....	41
7.2	Исходные допущения.....	42
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	45
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	46
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	47
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>50</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>51</b>

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	52
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	54

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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
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
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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»	23,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области на 01.01.2024 составила 1918,7 МВт, в том числе: ГЭС – 1,7 МВт, ТЭС – 1911,9 МВт, ВЭС – 5,1 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1919,3	–	0,6	–	–	1918,7
ГЭС	1,7	–	–	–	–	1,7
ТЭС	1911,9	–	–	–	–	1911,9
ВЭС	5,7	–	0,6	–	–	5,1

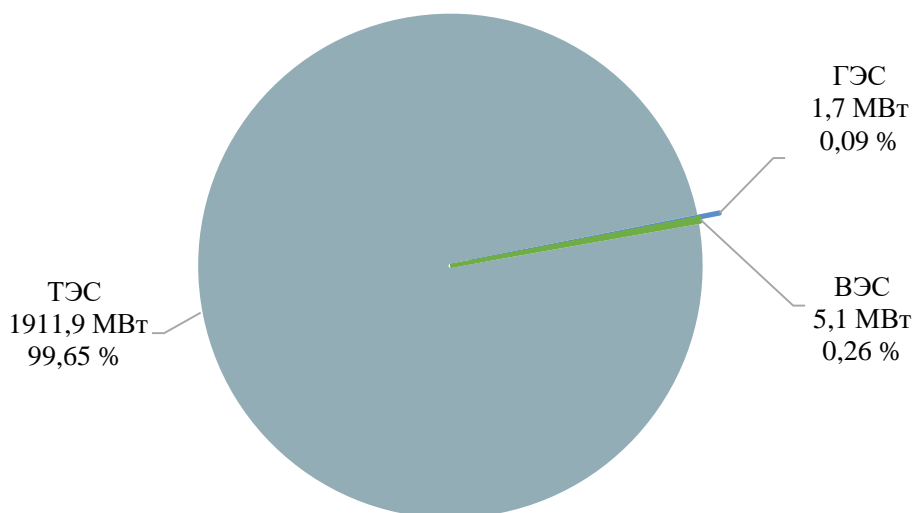


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области по состоянию на 01.01.2024

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Калининградской области в 2023 году составило 4720,3 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 9,4 млн кВт·ч, ТЭС – 4701,0 млн кВт·ч, ВЭС – 9,8 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	7099,4	6392,6	6567,4	5460,8	4720,3
ГЭС	10,5	10,2	9,1	9,7	9,4
ТЭС	7078,1	6371,4	6548,5	5440,6	4701,0
ВЭС	10,8	10,9	9,7	10,5	9,8

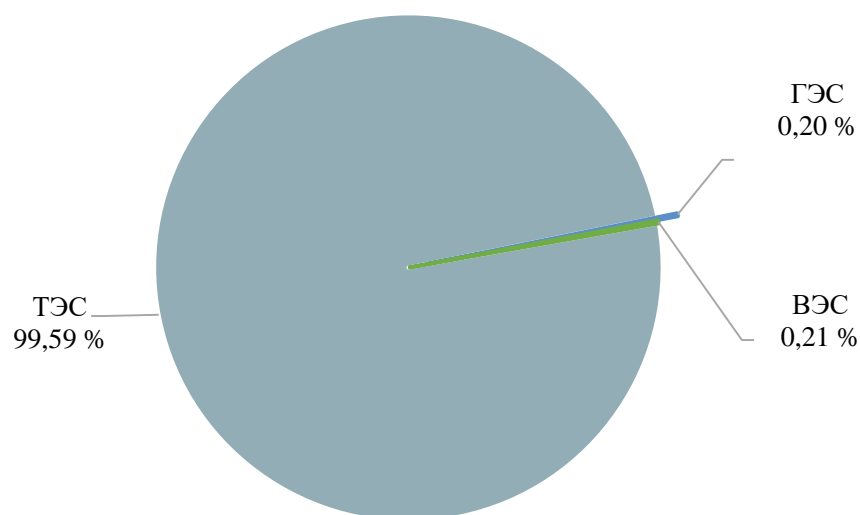


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Калининградской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4452	4362	4686	4690	4729
Годовой темп прироста, %	0,29	-2,02	7,43	0,09	0,83
Максимум потребления мощности, МВт	755	727	810	805	806
Годовой темп прироста, %	-3,82	-3,71	11,42	-0,62	0,12
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5897	6000	5785	5826	5868
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 19:00	10.12 18:00	28.12 18:00	15.12 12:00	28.11 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-10,1	-2,1	-8,9	-11,6	-7,3

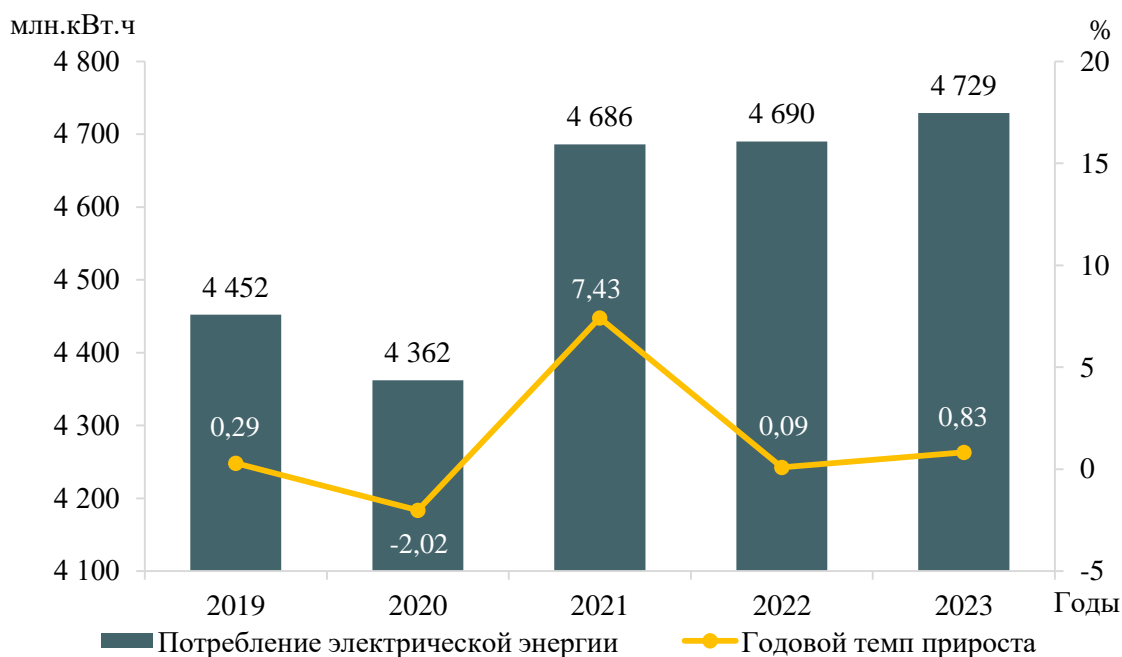


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

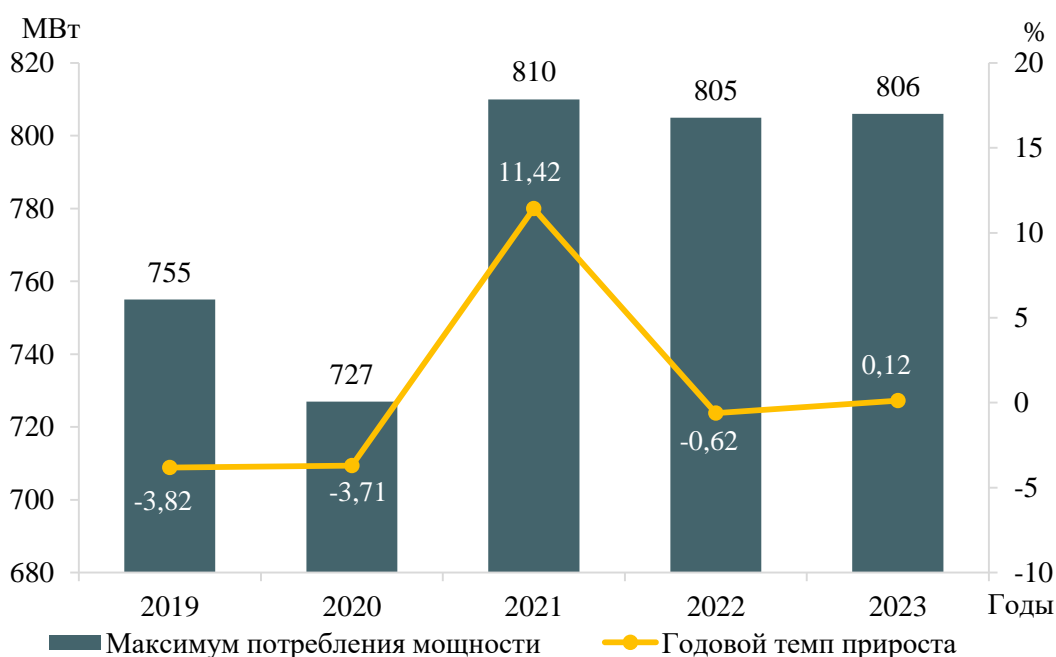


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области увеличилось на 290 млн кВт·ч и составило в 2023 году 4729 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,27 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,43 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,02 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области вырос на 21 МВт и составил 806 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,53 %.

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

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области был зафиксирован в 2014 году в размере 843 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления в обрабатывающих производствах и на транспорте;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	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
2	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
3	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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	–
10	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
11	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
12	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
13	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
14	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кутузовская – О-24 Гурьевск с отпайкой на ПС О-42 Северная 110 протяженностью 0,194 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,194 км
15	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кутузовская – О-42 Северная 110 протяженностью 0,069 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,069 км
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная I цепь	АО «Россети Янтарь»	2021	–
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная II цепь с отпайкой на ПС О-45 Жуковская	АО «Россети Янтарь»	2021	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
18	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кутузовская – О-11 Ленинградская I цепь (Л-152) протяженностью 0,846 км	АО «Россети Янтарь»	2022	0,846 км
19	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кутузовская – О-11 Ленинградская II цепь (Л-153) протяженностью 0,846 км	АО «Россети Янтарь»	2022	0,846 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кутузовская – Коврово с отпайкой на ПС Романово протяженностью 2,84 км	АО «Россети Янтарь»	2022	2,84 км
21	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ О-62 Пионерская – Коврово с отпайками протяженностью 2,835 км	АО «Россети Янтарь»	2022	2,835 км
22	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кутузовская – О-62 Пионерская с отпайкой на ПС О-69 Дунаевка	АО «Россети Янтарь»	2022	–
23	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Пионерская – Куликово I цепь протяженностью 5,935 км	АО «Западная энергетическая компания»	2022	5,935 км
24	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Пионерская – Куликово II цепь протяженностью 5,935 км	АО «Западная энергетическая компания»	2022	5,935 км
25	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Коврово – Рощино №1	АО «Россети Янтарь»	2023	0,027 км
26	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Коврово – Рощино №2	АО «Россети Янтарь»	2023	0,027 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Западная энергетическая компания»	2019	10 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Морская с установкой трансформатора 110/60 кВ мощностью 60 МВА	АО «Россети Янтарь»	2019	60 МВА
4	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
5	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
6	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	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
8	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
9	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
10	110 кВ	Строительство Приморской ТЭС с тремя трансформаторами 110/6,3 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Интер РАО»	2020	3×80 МВА
11	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
12	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
13	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
14	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
15	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Коврово	АО «Россети Янтарь»	2022	–
16	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 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России**

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

На территории 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	7,4
	19.06.2019	20,9
2020	16.12.2020	3,8
	17.06.2020	19,5
2021	15.12.2021	4,0
	16.06.2021	15,4
2022	21.12.2022	2,3
	15.06.2022	15,9
2023	20.12.2023	4,5
	21.06.2023	21,7

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 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	110/15/10	T-1	115/15/10,5	16	9,09	7,94	11,33	11,16	11,24	6,01	5,59	6,01	8,20	6,82	0
			T-2	115/15/10,5	25	10,46	12,18	10,68	7,72	7,05	10,04	10,44	6,40	7,82	5,24	
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	110/15	T-1	110/15	25	15,27	16,88	16,44	18,28	17,16	10,44	10,95	11,22	11,22	11,44	0
			T-2	110/15	25	11,14	11,06	14,44	14,65	13,83	7,13	6,99	7,31	7,31	9,07	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	T-1	ТДТН-16000/110	1978	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	2008	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	T-1	ТРДН-25000/110	2008	68	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	2010	68	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Космодемьянская	2021 / зима	22,01	ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «Мед-Ист»	28.02.2007	180/02/07	2024	2,05	0,56	15	0,30	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «МК-Балтика»	18.01.2021	7519/12/20	2024	1,50	0,80	10	0,35						
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «ИСК Автотор-Жилстрой»	23.04.2021	122/2021	2024	0,68	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ООО «Автотор-энерго»	09.01.2024	9186/10/23	2024	4,50	1,5	15	2,1						
				ПС 110 кВ Космодемьянская	ТУ для ТП менее 670 кВт (258 шт.)			2024–2025	9,30	2,47	0,23–15	0,68						
2	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	2022 / зима	32,93	ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	ООО «СЗ «Дельта-Строй»	16.12.2022	695/01/22	2024	1,25	0	0,4	0,50	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45
				ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	Администрация Гурьевского муниципального округа	16.10.2023	6533/08/23	2025	1,03	0	0,4	0,72						
				ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	ООО «Проекты развития 6»	30.01.2023	13843/12/22	2024	0,90	0	0,4	0,18						
				ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	Администрация Гурьевского муниципального округа	26.06.2023	3516/05/23	2025	0,70	0	0,4	0,14						
				ПС 110 кВ О-24 Гурьевск	ТУ для ТП менее 670 кВт (1273 шт.)			2024–2025	39,22	4,91	0,23–15	3,43						

### ПС 110 кВ Космодемьянская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,01 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 22,60 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 78,47 % от  $S_{\text{дн}}$ .

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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,11 МВА).

Согласно информации от АО «Россети Янтарь» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Мед-Ист» (договор ТП от 28.02.2007 № 180/02/07 заявленной мощностью 1,495 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора 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 для ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,01 + 4,11 + 0 - 0 = 26,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Космодемьянская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 45,53 % (без ТП превышение до 22,60 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Космодемьянская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 93,14 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Космодемьянская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Космодемьянская расчетный объем ГАО составит 8,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 26,12 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом высокой степени реализации работ по замене трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Космодемьянская на трансформатор мощностью 25 МВА, в соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ О-24 Гурьевск.

Согласно данным в таблицах 8, 9, 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 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 16,17 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,134.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 38,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 32,93 + 5,52 + 0 - 0 = 38,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ О-24 Гурьевск, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 35,65 % (без ТП превышение до 16,17 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ О-24 Гурьевск ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ О-24 Гурьевск расчетный объем ГАО составит 10,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,45 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного 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(й), – АО «Россети Янтарь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 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 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «Россети Янтарь»	Строительство ПС 110 кВ Ореховка (в районе ПС Ореховка) с целью разгрузки ПС 110 кВ Гурьевск (АО «Россети Янтарь») и ПС 110 кВ Ушаково (Лукойл)

## **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 12.

Таблица 12 – 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-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	2×40 МВА	2025	АО «Региональная энергетическая компания»

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калининградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – 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	2024 2026	ПС 110 кВ Захаровская
2	Завод по производству электрического оборудования	ООО «Рэнера-Энертек»	0,0	50,0	10	2026	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	2025	ПС 330 кВ Советск-330
5	ЩВУ-0,4 кВ (7 шт.) ВРУ 0,4 кВ (1 шт.) для электроснабжения производственного здания, складских помещений и котельной	АО «Корпорация развития Калининградской области»	0,0	15,0	15	2024	ПС 110 кВ Индустриальная



№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
6	Обустройство 7054 авиабазы в п. Чкаловск Калининградской области	Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	1,3134	11,4866	110	2025	ПС 110 кВ Авиационная
7	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 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4969	4980	5068	5172	5297	5365	5421
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	11	88	104	125	68	56
Годовой темп прироста, %	–	0,22	1,77	2,05	2,42	1,28	1,04

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калининградской области прогнозируется на уровне 5421 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,97 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 125 млн кВт·ч или 2,42 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 11 млн кВт·ч или 0,22 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

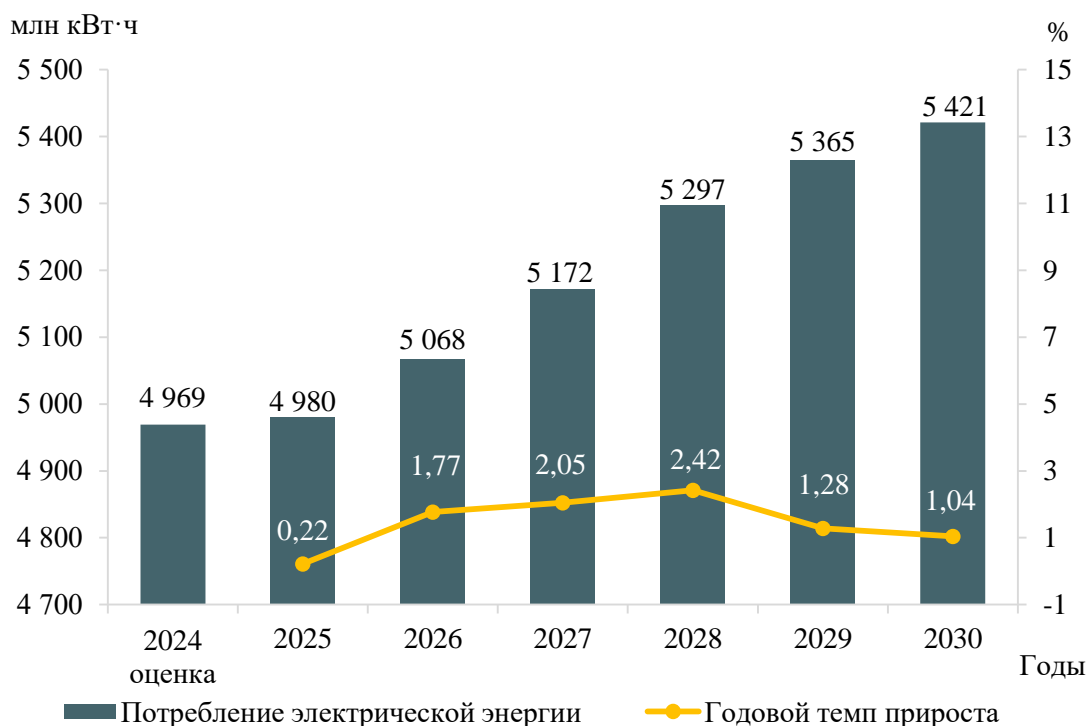


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста

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 населением.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	823	853	864	881	894	898	899
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	30	11	17	13	4	1
Годовой темп прироста, %	–	3,65	1,29	1,97	1,48	0,45	0,11
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6038	5838	5866	5871	5925	5974	6030

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2030 году прогнозируется на уровне 899 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,57 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 30 МВт или 3,65 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 1 МВт или 0,11 %.

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 2030 году прогнозируется на уровне 6030 ч/год.

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

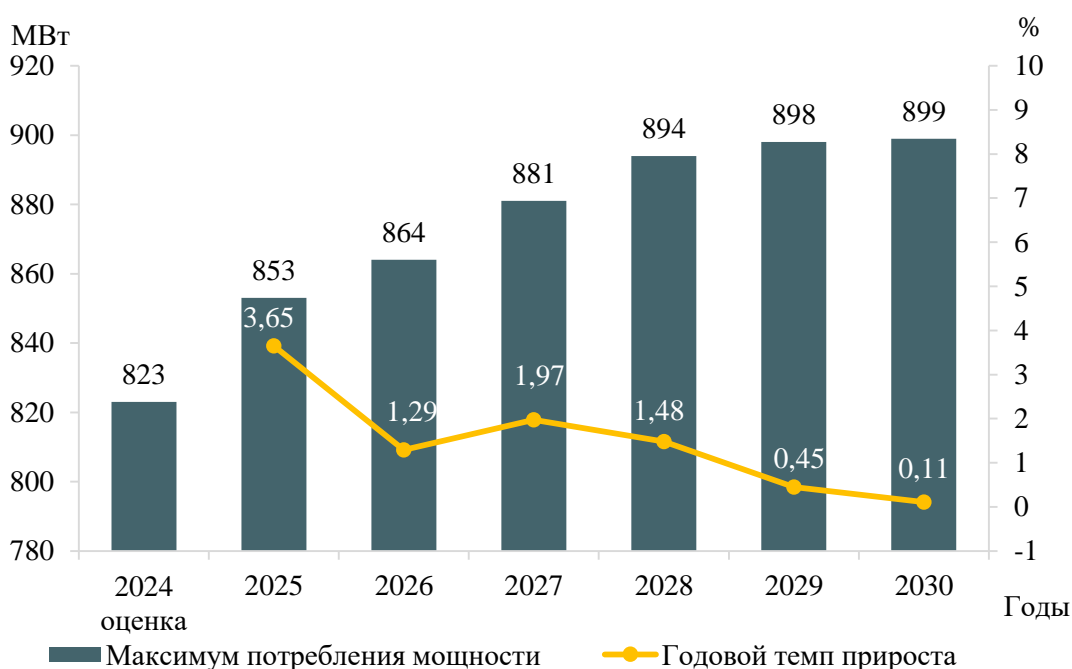


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности и годовые темпы прироста энергосистемы Калининградской области

### 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 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 6 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Калининградской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калининградской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	6	–	–	–	–	–	6
ТЭС	–	6	–	–	–	–	–	6

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области к 2030 году составит 1924,7 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калининградской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1918,7	1924,7	1924,7	1924,7	1924,7	1924,7	1924,7
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
ВЭС	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1

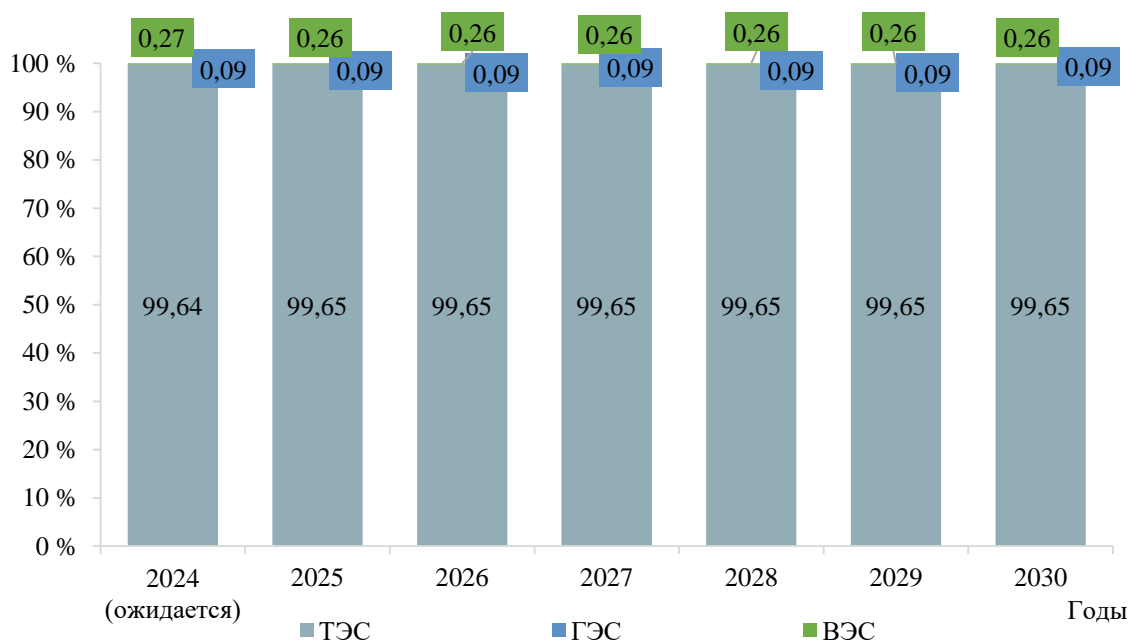


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций Калининградской области

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 2024–2030 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории 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 18 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 18 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 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 потребителя ООО «БТПД «Ресурсы севера»	ООО «БТПД «Ресурсы севера»	–	8,8
2	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				
3	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Кутузовская (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				
4	Строительство ПС 110 кВ Маломожайская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	–	15
5	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Советск-330 – Маломожайская ориентировочной протяженностью 12 км	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	–	–	24				
6	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 потребителя ООО «К-Поташ Сервис»	ООО «К-Поташ Сервис»	–	60
7	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				
8	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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
9	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 потребителя ООО «БАЛТКЕРАМИКА»	ООО «БАЛТ-КЕРАМИКА»	–	1,84
10	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 отпайки на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная	АО «Россети Янтарь»	110	км	2×0,23	–	–	–	–	–	–	0,46				
11	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»	ООО «Мед-Ист»	0,555	1,495
12	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 «Оборонэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Оборонэнерго»	АО «Оборонэнерго»	23,777	–
13	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				
14	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 потребителя ООО «РЭНЕРА-Энертек»	ООО «РЭНЕРА-Энертек»	–	50
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гусев – О-37 Лунино (Л-102) до ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 8,6 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	8,6	–	–	–	–	–	–	8,6				
16	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ О-37 Лунино – О-6 Неман (Л-132) до ПС 110 кВ Заводская ориентировочной протяженностью 8,6 км	АО «Россети Янтарь»	110	км	8,6	–	–	–	–	–	–	8,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
17	Строительство ПС 110 кВ Солдатово с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей Министерства обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	6,15
18	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-3 Знаменск – Полесск с отпайкой на ПС О-33 Красноборская на ПС 110 кВ Солдатово ориентировочной протяженностью 0,4 км каждый	АО «Россети Янтарь»	110	км	2×0,4	–	–	–	–	–	–	0,8				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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**

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

## **6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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 мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 24.08.2023 № 47-03э/23 изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Региональная энергетическая компания» на период 2020–2024 годов, утвержденную приказом Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 26.11.2019 № 109-01э/19;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Региональная энергетическая компания» на период 2020–2024 годов. Материалы размещены 27.04.2024 на официальном сайте Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Калининградской области по годам представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Калининградской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	146	782	382	12	–	–	–	1323



## **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 [4];
- 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 РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Калининградской области осуществляют свою деятельность 9 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Янтарь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 81 % 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 «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

---

<sup>1</sup> Приказ службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 14.12.2023 № 92-06э/23.

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

новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год приказом службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 14.12.2023 № 92-07э/23 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Калининградской области на 2024» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Калининградской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем

категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей 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 в Калининградской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

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

---

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

момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Калининградской области представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Калининградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2287	1772	1780	1509	1509	1509
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	138	318	10	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2398	1665	1999	1501	1501	1501

### 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 25 и на рисунке 8.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 25 – 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	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	10,2	11,3	12,2	12,9	13,6	14,2
НВВ	млрд руб.	12,3	12,2	12,5	12,5	12,7	12,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,1	0,86	0,3	-0,4	-0,9	-1,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,46	2,68	2,82	2,93	3,03	3,14
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,98	2,89	2,89	2,83	2,84	2,86
Среднегодовой темп роста	%	–	97	100	98	100	101

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,5	0,2	0,1	-0,1	-0,2	-0,3

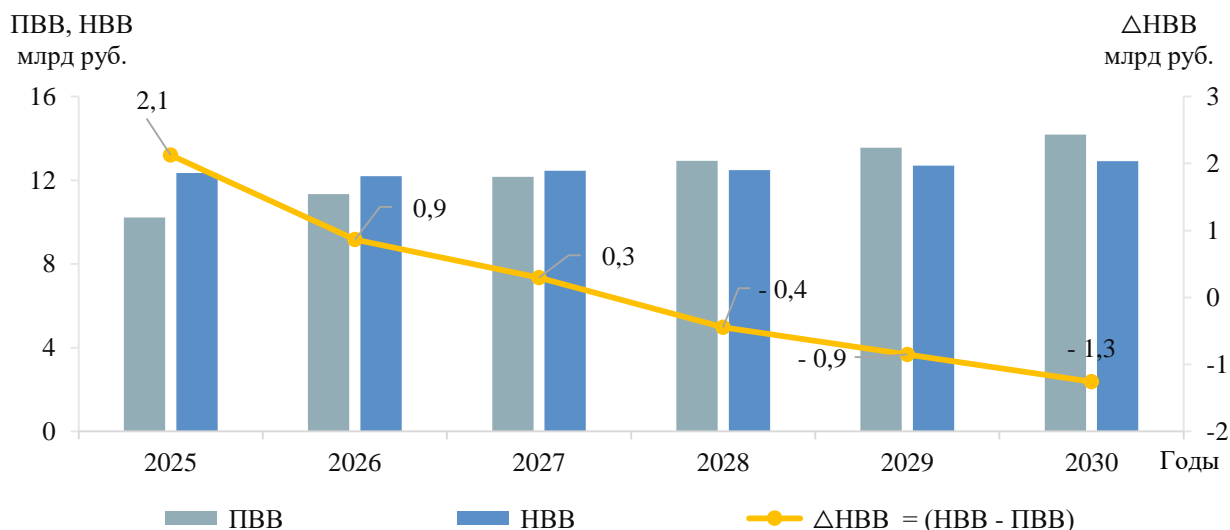


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калининградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 25, в прогнозном периоде определяется недостаточность 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:

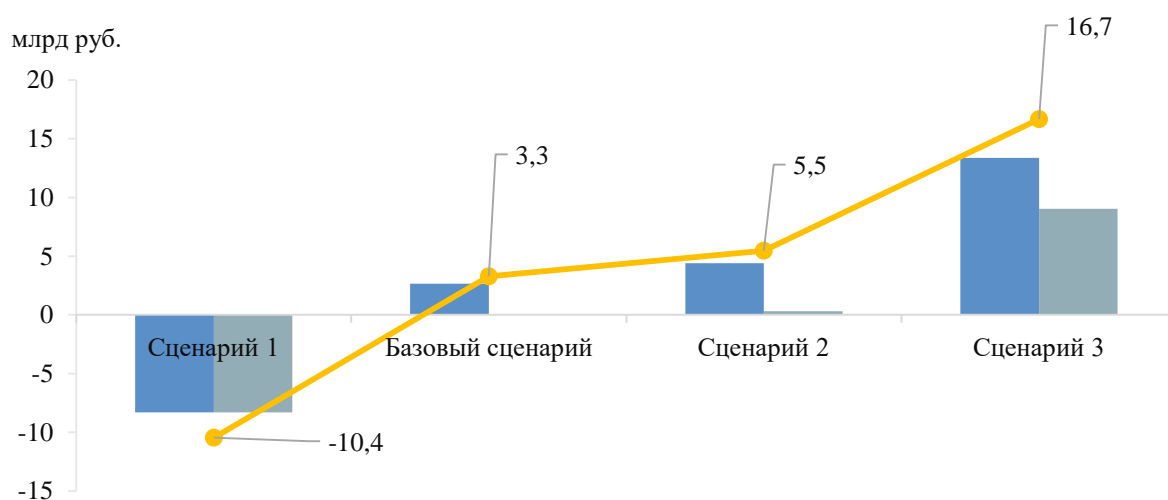
– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 4,4–13,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.



■ ΔФин – базовая комбинация финансовых механизмов (суммарно за период наличия дефицита)

■ ΔФин – оптимальная комбинация финансовых механизмов (суммарно за период наличия дефицита)

● ΔНВВ – базовая комбинация финансовых механизмов (суммарно за 2025–2030 гг.)

Рисунок 9 – 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 26.



Таблица 26 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за рассматриваемый период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	56 %	56 %	56 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	42 %	44 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 26) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## 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 2030 году в объеме 5421 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,97 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2030 году увеличится и составит 899 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,57 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калининградской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5838–6030 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калининградской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 6 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области к 2030 году составит 1924,7 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 73,88 км, трансформаторной мощности 429,6 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024								
					Установленная мощность (МВт)								
<b>Энергосистема Калининградской области</b>													
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	Р-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 2025 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»												
		2	ПР-6-35/5М	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-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»												
		1	ПГУ	Газ	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»												
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)	Газ	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»												
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)	Газ	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»												
		1	ПГУ	Газ	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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	К-65-12,8		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	К-65-12,8		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	К-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	

**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 <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Калининградской области	Калининградская 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	718,18	715,17
2	Калининградской области	Калининградская 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	2026	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	559,22	559,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
3	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2025 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов	493,42	48,2

Примечания

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

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

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