

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Калининградской области	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
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	17
2.2.3 Предложения по развитию электрической сети 110 (150) кВ, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калининградской области заявленной мощностью менее 5 МВт.....	21
2.2.4 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022– 2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	22

2.3.2	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	22
2.3.3	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	26
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	28
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	31
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	35
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	35
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	38
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	41

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	43
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	45
	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.....	46

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -18 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 18 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -18 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 18 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 25 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	– релейная защита и автоматика
РП	– (электрический) распределительный пункт
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Калининградской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калининградской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- 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.

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 энергосистемы Калининградской области

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 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Калининградской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 5 МВт	
АО «Агропродукт»	24
ООО «Мираторг-Запад»	8
ООО «Лукойл-Энергосервис»	5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области на 01.01.2022 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1918,7	–	–	–	–	1918,7
ГЭС	1,7	–	–	–	–	1,7
ТЭС	1911,9	–	–	–	–	1911,9
ВИЭ всего	5,1	–	–	–	–	5,1
ВЭС	5,1	–	–	–	–	5,1

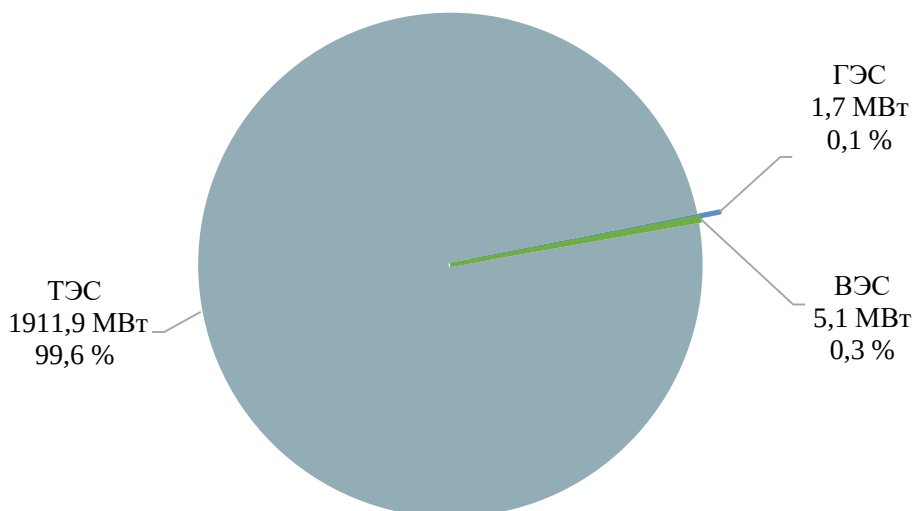


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4437	4439	4452	4362	4686
Годовой темп прироста, %	-0,49	0,05	0,29	-2,02	7,43
Максимум потребления мощности, МВт	766	785	755	727	810
Годовой темп прироста, %	-1,5	2,48	-3,82	-3,71	11,42
Число часов использования максимума потребления мощности	5792	5655	5897	6000	5785
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	11.01 19:00	01.03 20:00	24.01 19:00	10.12 18:00	28.12 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-7,4	-12,7	-10,1	-2,1	-8,9

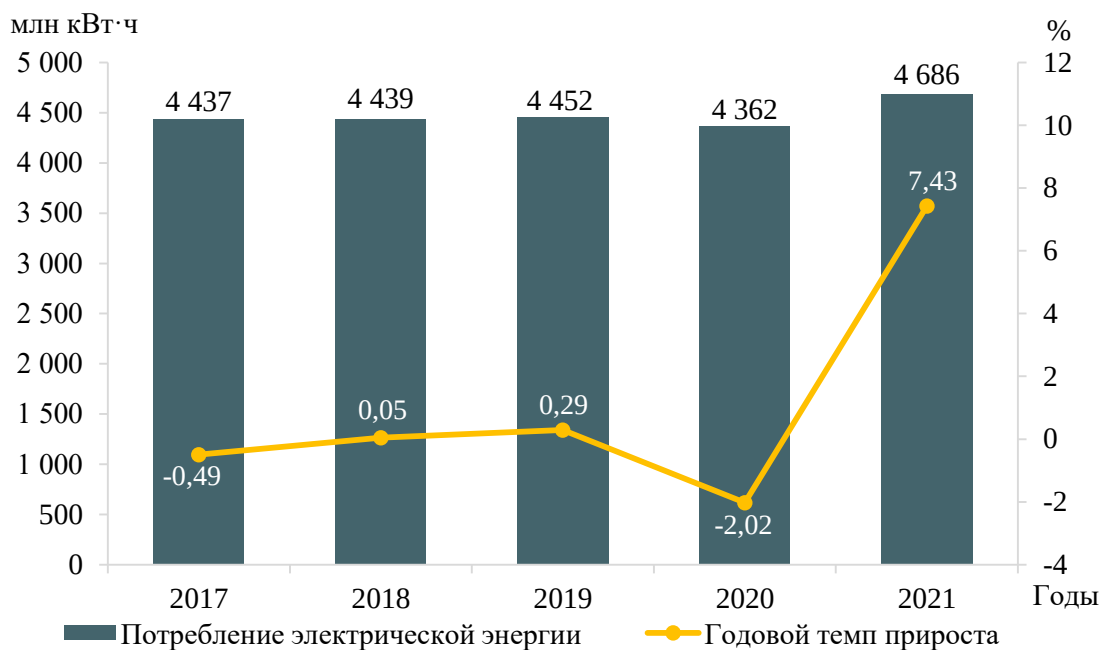


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

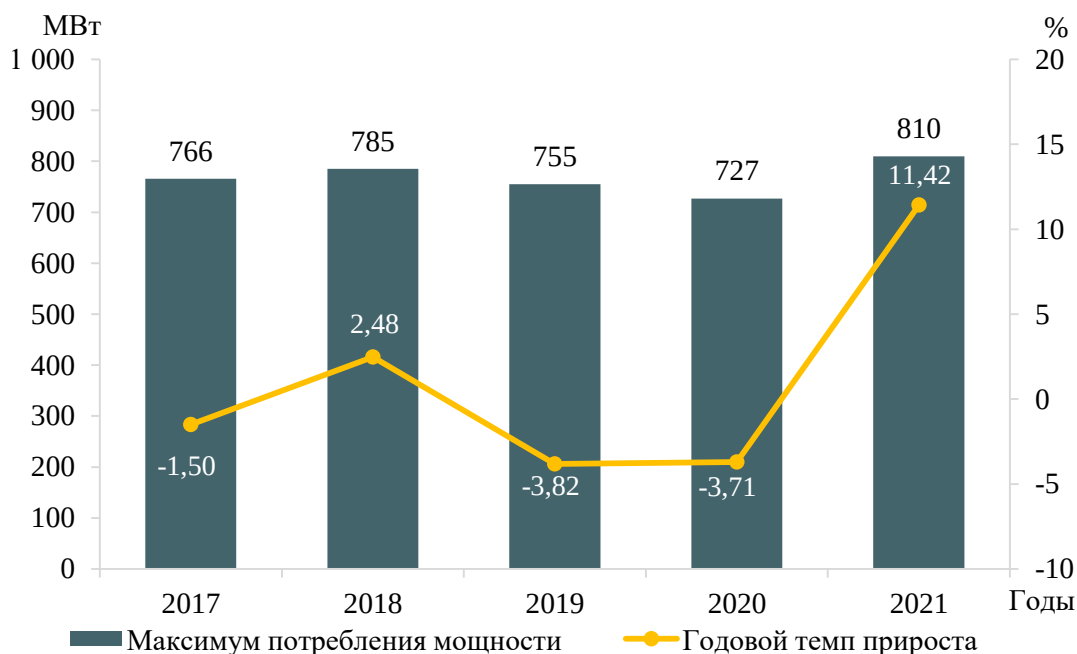


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калининградской области увеличилось на 227 млн кВт·ч и составило в 2021 году 4686 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,00 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,43 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,02 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области вырос на 32 МВт и составил 810 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,42 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления мощности промышленными предприятиями и послаблением ограничительных эпидемиологических мер; наибольшее снижение мощности составило -3,82 % в 2019 году.

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

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

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет, а также в 2022 году, на территории Калининградской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Калининградской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Морская – Флотская I цепь протяженностью 12,71 км	АО «Россети Янтарь»	2018	12,71 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Морская – Флотская II цепь протяженностью 12,71 км	АО «Россети Янтарь»	2018	12,71 км
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Морская – Светлый путем отключения ВЛ 60 кВ О-52 Светлый – О-8 Янтарное I цепь с отпайками (Л-60-17) от О-8 Янтарное и подключением к ПС 110 кВ Морская с переводом на напряжение 110 кВ	АО «Россети Янтарь»	2018	0,2 км
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Советск 330 – О-4 Черняховск с отпайкой на ПС 110 кВ О-32 Черняховск-2 (Л-106) протяженностью 21 км с образованием ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – Советск-330 № 3 и ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – Черняховск с отпайками	АО «Россети Янтарь»	2018	21 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ О-1 Центральная – Советск-330 (Л-415) на Прегольскую ТЭС протяженностью 4,95 км с образованием ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330 и ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – О-1 Центральная	АО «Россети Янтарь»	2018	4,95 км
6	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Северная 330 протяженностью 64,76 км	АО «Россети Янтарь»	2018	64,76 км
7	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ О-1 Центральная – Советск-330 (Л-415) на Прегольскую ТЭС протяженностью 5,18 км с образованием ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330 и ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – О-1 Центральная	АО «Россети Янтарь»	2018	5,18 км
8	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
9	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый I цепь с отпайками (Л-149) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,06 км	АО «Россети Янтарь»	2019	1,06 км
10	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 с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная I цепь и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый I цепь с отпайками	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
11	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 с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная II цепь с отпайкой на ПС О-45 Жуковская и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый II цепь с отпайками	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
12	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый с отпайками (Л-150) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый III цепь	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	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 с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная I цепь и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый I цепь с отпайками	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
14	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 с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная II цепь с отпайкой на ПС О-45 Жуковская и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый II цепь с отпайками	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
15	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – О-52 Светлый с отпайками (Л-150) на Приморскую ТЭС протяженностью 1,1 км с образованием ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – Светлый III цепь	АО «Россети Янтарь»	2019	1,1 км
16	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	–
17	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – Черняховск с отпайками на ПС 110 кВ Индустриальная протяженностью 2 км	АО «Россети Янтарь»	2019	2 км
18	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Черняховск – О-50 Междуречье с отпайками на ПС 110 кВ Индустриальная протяженностью 3,4 км	АО «Россети Янтарь»	2019	3,4 км
19	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Луговая – Юго-Восточная № 1 (Л-179) на ПС 110 кВ Окружная протяженностью 5,93 км	АО «Западная энергетическая компания»	2020	5,93 км
20	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Луговая – Юго-Восточная № 2 (Л-180) на ПС 110 кВ Окружная протяженностью 6,16 км	АО «Западная энергетическая компания»	2020	6,16 км
21	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Северная 330 – О-24 Гурьевск с отпайкой на ПС О-42 Северная 110 протяженностью 0,194 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,194 км
22	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Северная 330 – О-42 Северная 110 протяженностью 0,069 км	АО «Россети Янтарь»	2021	0,069 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная I цепь	АО «Россети Янтарь»	2021	–
24	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Приморская ТЭС – О-1 Центральная II цепь с отпайкой на ПС О-45 Жуковская	АО «Россети Янтарь»	2021	–

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Славск с заменой трансформатора 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/15 кВ мощностью 10 МВА	АО «Россети Янтарь»	2020	10 МВА
14	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
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ладешкин с заменой трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/15 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Янтарь»	2021	16 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ О-18 Озерки с заменой двух трансформаторов 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	2021	2×10 МВА
17	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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ отсутствуют.

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

2.2.2.1 АО «Региональная энергетическая компания»

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, предоставленном АО «Региональная энергетическая компания» планируется строительство ПС 110 кВ Калининская с трансформаторами мощностью 2×16 МВА и строительство отпаяк на ПС 110 кВ Калининская от ВЛ 110 кВ О-51 Гвардейская – ПС О-43 Ушаковская.

Обосновывающих материалов, предоставленных АО «Региональная энергетическая компания» по данному мероприятию, недостаточно. Включение приведенных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России возможно при предоставлении обосновывающих расчетов или договоров об осуществлении ТП энергопринимающих устройств потребителей, в которых присутствуют данные мероприятия.

2.2.2.2 АО «Россети Янтарь»

ПС 110 кВ Сельма.

В соответствии с перечнем планируемого строительства и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже, предоставленном АО «Россети Янтарь», предлагается строительство новой ПС 110 кВ Сельма с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 2×25 МВА и строительство заходов КЛ 110 кВ 0,5 км (по трассе), КЛ 10 кВ 1,3 км в 2025 году для устранения перегрузки ПС 110 кВ О-11 Ленинградская и снятия сетевых ограничений для технологического присоединения потребителей.

Строительство ПС 110 кВ Сельма рассматривается в рамках предложения АО «Россети Янтарь» по развитию сети 110 кВ.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 07 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах Российской Федерации на период до 2024 года» утвержден показатель «Увеличение объема жилищного строительства не менее чем до 120 млн кв. м в год».

В соответствии с генеральным планом ГО «Город Калининград», утвержденным решением городского Совета депутатов Калининграда (пятого созыва) от 06 июля 2016 года № 225, прогноз ввода в эксплуатацию жилых домов до 2035 года по пятилетним срокам реализации генерального плана на 2-ое пятилетие составляет 2105 тыс. кв. м.

В рамках исполнения данного указа в г. Калининграде необходимо развивать новые территории для строительства жилых домов. Примерами такой территории являются Северный жилой район (ППТ № 25), территории в границах ул. Украинской – Горького – Лукашова – ул. Б. Окружная (ППТ № 67), ул. Украинской – ул. Согласия – ул. Рассветная – ул. Горького (ППТ № 154). Планируемая жилая застройка в соответствии с утвержденной документацией по планировке территории составляет 1297,8 тыс. кв. м, а также предусмотрено строительство многофункционального центра (2,2 тыс. кв. м).

Планируемая жилая застройка требует развития объектов социальной инфраструктуры: двух дошкольных образовательных учреждений, одного учреждения социальной защиты и физкультурно-оздоровительного комплекса.

Информация по перспективному жилищному строительству:

№ п/п	Границы территории	Существующая застройка территории	Проектируемая застройка территории	Объекты социальной инфраструктуры
1	ППТ № 25 в границах красных линий улиц Согласия – 2-я Б. Окружная – Панина, железная дорога (Северный жилой район)	–	Проектируемая жилая застройка – 282,4 тыс. кв. м (застройка многоэтажными жилыми домами)	Дошкольное образовательное учреждение, ул. Согласия, ул. Б. Окружная 2-я (вместимость – 280 мест) до 2025 года. Учреждение социальной защиты (встроено- пристроенное), ул. Согласия до 2035 года
2	ППТ № 154 ул. Украинская – ул. Согласия – ул. Рассветная – ул. Горького	Существующая жилая застройка – 51,4 тыс. кв. м (застройка индивидуальными жилыми домами и малоэтажными многоквартирными домами)	Проектируемая жилая застройка – 229,4 тыс. кв. м (застройка индивидуальными жилыми домами, малоэтажными многоквартирными домами, многоэтажными жилыми домами)	Дошкольные образовательные учреждения, ул. Владимирская, ул. Пулеметная (вместимость – 110 мест) до 2035 года
3	ППТ № 67 ул. Украинская – ул. Горького – границы городской черты – ул. Лукашова – ул. Б. Окружная	–	Проектируемая жилая застройка – 786 тыс. кв. м (застройка многоэтажными жилыми домами), многофункциональный центр – 2,2 тыс. кв. м	Физкультурно-оздоровительный комплекс, ул. Украинская до 2035 года

По результатам расчетов загрузки трансформаторов ПС 110 кВ О-11 Ленинградская, являющейся основным источником электроэнергии потребителей микрорайона «Сельма», был выявлен недостаток трансформаторной мощности при существующей компоновке ПС, что говорит о необходимости увеличения трансформаторной мощности или перефиксации присоединений в РУ 10 кВ с целью перераспределения нагрузки между трансформаторами.

С учетом социальной значимости вышеуказанных проектов в качестве альтернативного мероприятия для повышения надежности существующих потребителей микрорайона «Сельма» и возможности присоединения новых потребителей рассматриваемого района вместо реконструкции ПС 110 кВ О-11 Ленинградская предлагается сооружение к 2022 году новой ПС 110 кВ Сельма с трансформаторами мощностью 2×25 МВА с переводом на данную подстанцию по сетям 10 кВ нагрузки с ПС 110 кВ О-11 Ленинградская.

Присоединение ПС 110 кВ Сельма к энергосистеме предусматривается кабельными ответвлениями (отпайками) от существующей двухцепной ВЛ 110 кВ № 152/153 ПС Северная 330 – ПС О-11 Ленинградская, протяженностью $2 \times 0,2$ км с сечением жилы 240 кв. мм. (рисунок 4).

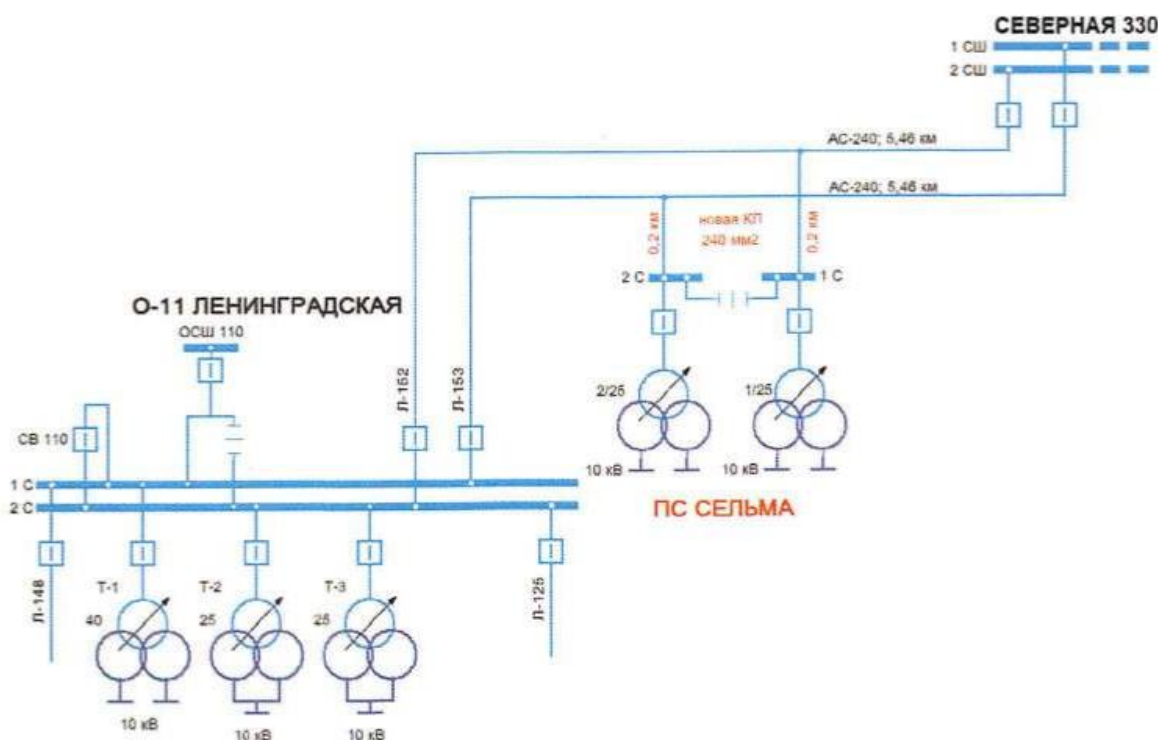


Рисунок 4 – Предлагаемая схема присоединения ПС 110 кВ Сельма

Строительство ПС 110 кВ Сельма предусмотрено следующими документами:

- 1) Генеральным планом ГО «Город Калининград»;
- 2) Программой комплексного развития системы коммунальной инфраструктуры ГО «Город Калининград» на период до 2035 года.

Комитетом территориального развития и строительства администрации ГО «Город Калининград» на основании запроса АО «Россети Янтарь» в 2018 году оформлено заключение о соответствии проектной документации сводному плану подземных коммуникаций и сооружений на территории ГО «Город Калининград». Также был утвержден проект планировки с проектом межевания территории в его

составе для размещения объектов капитального строительства и линейных объектов по титулу «Строительство ПС 110 кВ Сельма с заходами» № 21-18/пп.

Обосновывающих материалов, предоставленных АО «Россети Янтарь» по данному мероприятию, недостаточно. Включение приведенных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России возможно при предоставлении обосновывающих расчетов или договоров об осуществлении ТП энергопринимающих устройств потребителей, в которых присутствуют данные мероприятия.

ПС 110 кВ Ореховка.

По данным сетевой организации, для обеспечения возможности реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов 110/15 кВ, в затраты необходимо включить строительство временной трансформаторной подстанции с одним трансформатором 110/15 кВ мощностью не менее 25 МВА. Выполнение данного мероприятия усложнено месторасположением данного центра питания в садовом обществе в городской черте города Гурьевска. Кроме того, в объем реконструкции ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с увеличением трансформаторной мощности необходимо включить мероприятия по увеличению сечения магистральных участков ЛЭП 15 кВ от ПС 110 кВ О-24 Гурьевск, токи нагрузки на которых близки к номинальным.

Основную нагрузку ПС 110 кВ О-43 Ушаково составляют фидера 15 кВ АО «Россети Янтарь», запитанные с ПС 110 кВ О-43 Ушаково, суммарная максимальная мощность нагрузки на которых значительно превышает мощность, согласованную в Актах разграничения балансовой принадлежности между АО «Россети Янтарь» и ООО «Лукойл-КМН». Возможности перевода нагрузки по сетям 15 кВ на смежные центры питания нет, ввиду отсутствия в данном районе подстанций 110 кВ АО «Россети Янтарь». Кроме того, собственник подстанции ООО «Лукойл-КМН» не является территориальной сетевой организацией, поэтому подача заявки АО «Россети Янтарь» на увеличение мощности не возможна. В перспективные планы ООО «Лукойл-КМН» реконструкция ПС 110 кВ О-43 Ушаково с заменой силовых трансформаторов не входит.

На основании вышесказанного, АО «Россети Янтарь» предлагает взамен дорогостоящей реконструкции двух центров питания ПС 110 кВ О-24 Гурьевск и ПС 110 кВ О-43 Ушаково включить в СиПР ЭЭС строительство одного нового с ПС 110 кВ в районе пос. Ореховка с установкой трансформаторов 110/15 кВ мощностью 2×25 МВА (схема ОРУ № 110-5Н, ЗРУ 15 кВ № 10-1) с заходом ВЛ 110 кВ О-24 Гурьевск – Полесск (Л-142) протяженностью 2×3,5 км и заходом семи участков ВЛ 15 кВ № 15-45 и № 15-142.

Обосновывающих материалов, предоставленных АО «Россети Янтарь» по данному мероприятию, недостаточно. Включение приведенных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России возможно при предоставлении обосновывающих расчетов или договоров об осуществлении ТП энергопринимающих устройств потребителей, в которых присутствуют данные мероприятия.

2.2.3 Предложения по развитию электрической сети 110 (150) кВ, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калининградской области заявленной мощностью менее 5 МВт

2.2.3.1 АО «Западная энергетическая компания»

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ АО «Западная энергетическая компания» для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Калининградской области заявленной мощностью менее 5 МВт.

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже, предоставленном АО «Западная энергетическая компания», на ПС 110 кВ О-59 Прибрежная предлагается установка второго трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА в 2023 году для обеспечения второй категории надежности электроснабжения сети 15 кВ.

На ПС 110 кВ О-59 Прибрежная установлен один трансформатор напряжением 110/15 кВ мощностью 16 МВА. По информации АО «Западная энергетическая компания», существующее резервирование в сети напряжением 15 кВ, которое осуществляется от электрических сетей АО «Россети Янтарь», недостаточно для питания потребителей второй категории в случае отключения трансформатора. Поэтому для обеспечения надежности электроснабжения потребителей второй категории необходима установка второго трансформатора 10 МВА на ПС О-59 Прибрежная.

Данное мероприятие включено в перечень мероприятий:

– ТУ на ТП № 119-12/21ТП от 10.12.2021. Заявитель – ООО «Балткерамика», максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет 1,84 МВт;

– ТУ на ТП № ТУ №14-03/21 от 31.03.2021. Заявитель – ООО «Десятая концессионная компания», максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет 217 кВт;

– ТУ на ТП № ТУ №121-12/21 от 10.12.2021. Заявитель – ООО «ЖБИ-Первый», максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет 600 кВт;

– ТУ на ТП № 105-12/21 от 17.11.2021 г. Заявитель – ГП КО «Водоканал», максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет 450 кВт (из них 60 кВт существующая мощность).

Согласно ТУ на ТП № Я-50/14 («сеть к сети») предусмотрены мероприятия по реконструкции ВЛ 110 кВ О-1 Центральная – Ладушкин с отпайкой на ПС О-59 Прибрежная с включением ПС 110 кВ О-59 Прибрежная в рассечку (с образованием двух новых ЛЭП 110 кВ).

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

2.2.4.1 АО «Западная энергетическая компания»

АО «Западная энергетическая компания» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ О-5 Советск.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15/6 кВ и Т-2 110/15/6 кВ мощностью 25 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 20,54 МВА. В ПАР Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 65,7 % (73,2 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 32,558 МВА. Таким образом, в ПАР Т-1(Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104,2 % (116,8 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения Т-1(Т-2) на ПС 110 кВ О-5 Советск расчетный объем ГАО составит 1,308 МВА (4,683 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ О-5 Советск с заменой трансформаторов Т-1 110/15/6 кВ и Т-2 110/15/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-24 Гурьевск.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 30,88 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,8 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 37,22 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ О-24 Гурьевск расчетный объем ГАО составит 5,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется 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.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Муромская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15/10 кВ и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 10 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,17 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 14,275 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Муромская расчетный объем ГАО составит 3,125 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Муромская с заменой трансформаторов Т-1 110/15/10 кВ и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Космодемьянская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА.

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,01 МВА. В ПАР

трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 123,4 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 27,656 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 155,0 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Космодемьянская расчетный объем ГАО составит 9,816 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на один трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-48 Молокозаводская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,21 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,1 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 20,442 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,6 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Молокозаводская расчетный объем ГАО составит 2,602 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Молокозаводская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Чкаловск.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 16,894 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,1 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 18,15 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$

трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чкаловск расчетный объем ГАО составит 2,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Чкаловск с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «РЖД».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-43 Ушаковская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 9,677 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 10,379 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ушаковская расчетный объем ГАО составит 3,355 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Ушаковская с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-1 Центральная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 16,889 МВА. В ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 94,7 % (84,4 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 20,747 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 116,3 % (103,7 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ О-1 Центральная расчетный объем ГАО составит 2,907 МВА (0,747 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ О-1 Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ О-9 Светлогорск.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10/15 кВ и Т-2 110/10/15 кВ мощностью 25 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,57 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 28,139 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ О-9 Светлогорск расчетный объем ГАО составит 0,264 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ О-9 Светлогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/10/15 кВ и Т-2 110/10/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/15 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Промышленная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Необходима реконструкция ПС 110 кВ Промышленная по техническому состоянию с увеличением пропускной способности 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.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Региональная энергетическая компания».

Срок реализации мероприятия – 2023-2024 годы.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 6 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калининградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 6 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 5 МВт							
1	ООО «К-Поташ Сервис»	ООО «К-Поташ Сервис»	0	60	10	2023	ПС 330 кВ О-1 Центральная
2	Объекты нефтяного месторождения	ООО «Лукойл-КМН»	0,0	20,0	330	2024	ПС 330 кВ Северная 330
3	АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции» (строительство ПС 110 кВ Маломожайская для нужд стройплощадки)	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции» (АО «Россети Янтарь»)	0,0	15,0	330	2023	ПС 330 кВ Советск 330
4	Тепличный комплекс круглогодичного непрерывного производства сельскохозяйственной продукции	ООО «Балтстройсервис»	0,0	10,5	110	2023	ПС 110 кВ Куликово
5	Производственный участок	ООО «БТПД «Ресурсы Севера»	0,0	8,8	110	2023	ПС 110 кВ Ялтинская
6	АО «Завод ЖБИ Европейский»	АО «Завод ЖБИ Европейский»	0,0	7,3	110	2023	ПС 110 кВ Окружная
7	Индустриальный парк «Черняховск»	АО «КРКО»	0,0	6,0	110	2023	ПС 110 кВ Индустриальная
8	Обустройство 7054 авиабазы в п. Чкаловск	Филиал «Калининградский» АО «Оборонэнерго»	6,3	5,2	110	2023	ПС 110 кВ Авиационная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Фармацевтический комплекс полного цикла по производству лекарственных средств	АО «Отисифарм Про»	0,0	5,0	110	2026	ПС 110 кВ Романово

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4822	5002	5150	5222	5262	5303
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	180	148	72	40	41
Годовой темп прироста, %	–	3,73	2,96	1,40	0,77	0,78

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калининградской области прогнозируется на уровне 5303 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,78 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 180 млн кВт·ч или 3,73 %, наименьший прирост – ожидается в 2027 году и составит 40 млн кВт·ч или 0,77 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 6.

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

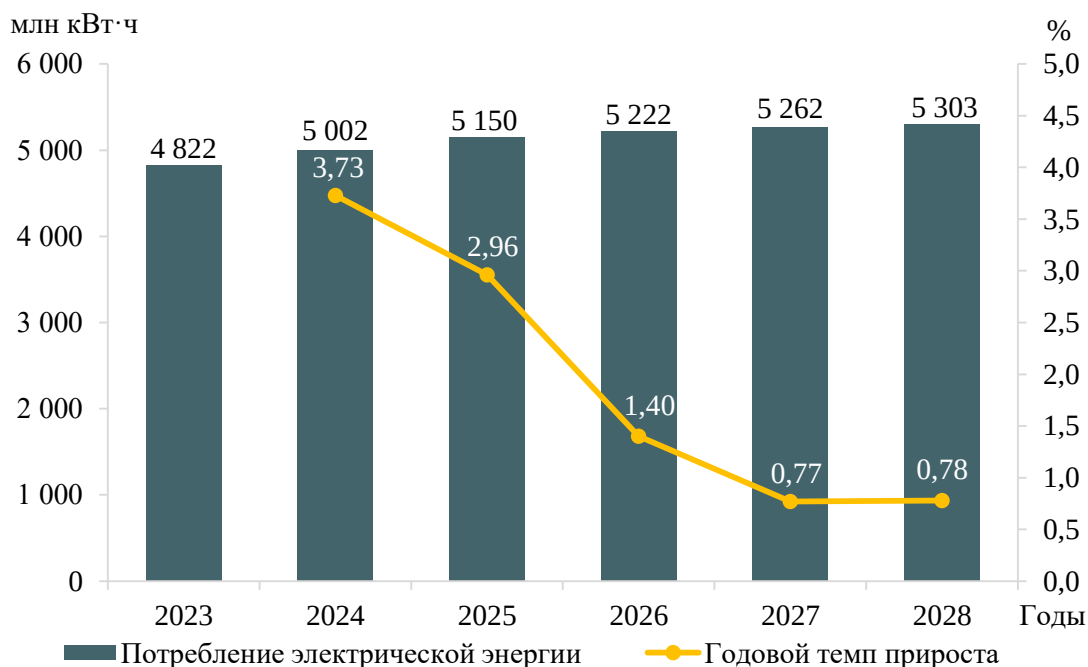


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калининградской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличением потребления за счет ввода новых промышленных потребителей, в том числе объектов нефтяного месторождения ООО «Лукойл-КМН»;
- вводом предприятий по производству сельскохозяйственной продукции;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- увеличением потребления на собственные нужды электрических станций.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	841	849	852	857	859	862
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	8	3	5	2	3
Годовой темп прироста, %	–	0,95	0,35	0,59	0,23	0,35
Число часов использования максимума потребления мощности	5734	5892	6045	6093	6126	6152

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2028 году прогнозируется на уровне 862 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,89 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 8 МВт или 0,95 %, что обусловлено планируемым вводом новых потребителей, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 2 МВт или 0,23 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено вводом потребителей с полунепрерывным циклом работы. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6152 час/год.

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

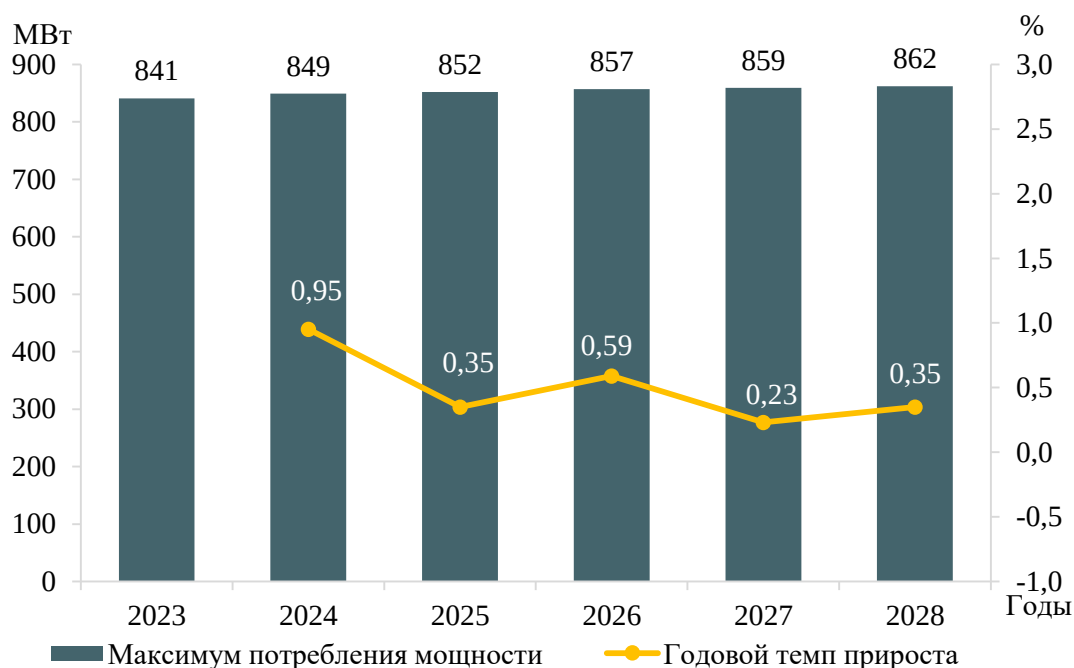


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности и годовые темпы прироста энергосистемы Калининградской области на период 2023–2028 годов

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, проведения мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Калининградской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области в 2028 году составит 1919,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калининградской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калининградской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 9. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Калининградской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 7.

Таблица 9 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3	1919,3
ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	1911,9	1911,9	1911,9	1911,9	1911,9	1911,9
ВИЭ всего	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
ВЭС	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7

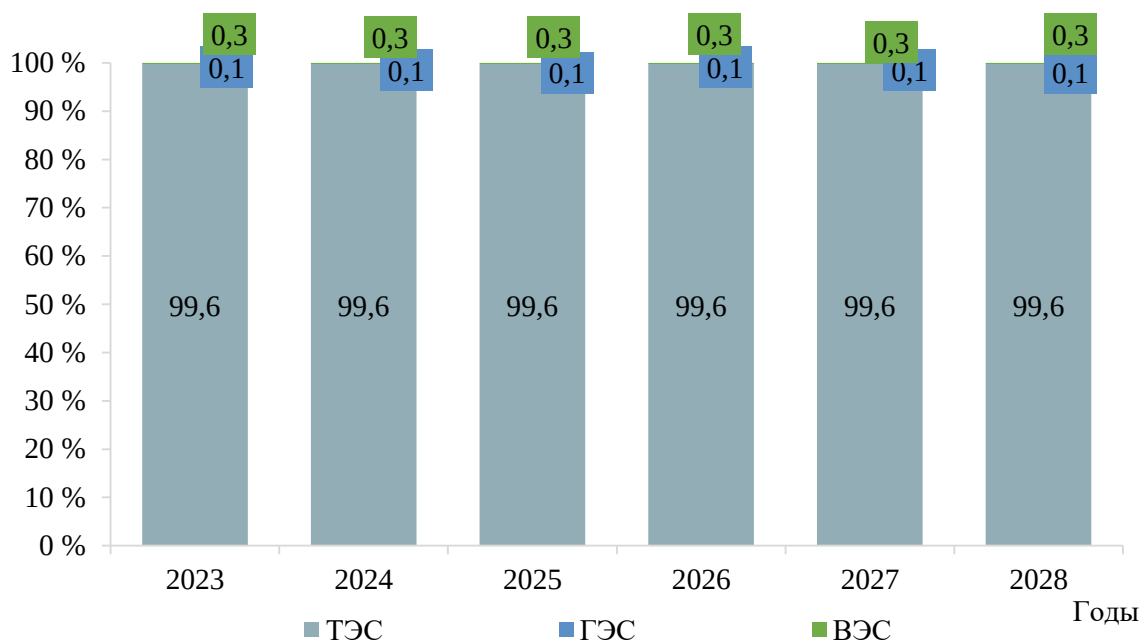


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций Калининградской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Калининградской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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

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

В таблице 10 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калининградской области.

Таблица 10 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калининградской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Рощино с двумя трансформаторами 110/35/15 кВ мощностью по 25 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградмор-нефть»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградмор-нефть»	–	20
2	Строительство двух ВЛ 110 кВ Коврово – Рощино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждая	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4				
3	Строительство ПС 110 кВ Ялтинская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый	АО «Западная энергетическая компания»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БТПД «Ресурсы севера»	ООО «БТПД «Ресурсы севера»	–	8,8
4	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Береговая – О-30 Московская и КВЛ 110 кВ Северная 330 – Береговая с отпайками до ПС 110 кВ Ялтинская ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая	АО «Западная энергетическая компания»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	0,1	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БТПД «Ресурсы севера»			
5	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 потребителей АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»	–	15
6	Строительство двух ВЛ 110 кВ Маломожайская – Советск ориентировочной протяженностью 12 км каждая	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной электростанции»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	24	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Концерн Росэнергоатом» «Дирекция строящейся Балтийской атомной станции»			
7	Строительство ПС 110 кВ Захаровская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-Поташ Сервис»	ООО «К-Поташ Сервис»	–	60
8	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Центральная – Нивенская I цепь и ВЛ 110 кВ Центральная – Нивенская II цепь до ПС 110 кВ Захаровская ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	АО «Россети Янтарь»	110	км	2×3,5	–	–	–	–	–	7	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-Поташ Сервис»			
9	Строительство второй очереди ПС 110 кВ Прибрежная с установкой второго трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА	АО «Западная энергетическая компания»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАЛТ-КЕРАМИКА»	ООО «БАЛТ-КЕРАМИКА»	–	1,84
10	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Мед-Ист»	ООО «Мед-Ист»	0,555	1,495

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	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 потребителей АО «Оборонэнерго»	АО «Оборонэнерго»	–	23,777
12	Реконструкция ВЛ 60 кВ Морская – Балтийск I цепь и ВЛ 60 кВ Морская – Балтийск II цепь с переводом на напряжение 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Морская – Балтийск I цепь и ВЛ 110 кВ Морская – Балтийск II цепь ориентировочной протяженностью 12,66 км каждая	АО «Россети Янтарь»	110	км	–	–	2×12,66	–	–	–	25,32				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ О-5 Советск с заменой трансформаторов Т-1 110/15/6 кВ и Т-2 110/15/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	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	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ О-27 Муромская с заменой трансформаторов Т-1 110/15/10 кВ и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ О-48 Молокозаводская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ О-29 Чкаловск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ О-43 Ушаковская с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 330 кВ О-1 Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
9	Реконструкция ПС 110 кВ О-9 Светлогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/10/15 кВ и Т-2 110/10/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Реновация основных фондов
					–	1×40	–	–	–	–	40	

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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) инвестиционной программы АО «Региональная энергетическая компания» на период 2020–2024 годов, утвержденной приказом Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 26.11.2019 № 109-01э/19 с изменениями, внесенными приказами Службы по государственному регулированию цен и тарифов Калининградской области от 05.10.2020 № 74-01э/20, от 28.10.2021 № 50-05э/21 и 31.10.2022 № 76-01э/22;

2) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [2]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

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 в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Калининградской области оценивается в 2028 году в объеме 5303 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,78 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калининградской области к 2028 году увеличится и составит 862 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,89 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Калининградской области прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ООО «Лукойл-Калининградморнефть».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калининградской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5734–6152 час/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, проведения мероприятий по выводу из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Калининградской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калининградской области в 2028 году составит 1919,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калининградской области не претерпит существенных изменений.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 48 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Калининградской области												
Правдинская ГЭС-3	АО «Янтарьэнерго»			–								
		1	РО 123-ДГО-100		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	
Озерская ГЭС	АО «Янтарьэнерго»			–								
		1	РО-ВБ-140		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		2	РО-ВБ-140		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Гусевская ТЭЦ	ОАО «Калининградская генерирующая компания»			Газ, мазут								
		2	P-10-29/1,2		8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
Заозерная МГЭС	АО «Янтарьэнерго»			–								
		1	TR-650-34B		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	
ТЭЦ-10 Советского ЦБЗ	ОАО «Советский ЦБЗ»			Газ								
		2	ПР-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5м		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Калининградская ТЭЦ-2	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ								
		1	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		2	ПГУ		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	
Маяковская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ								
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)		79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	
		2	ГТЭ 80/PG6111(FA)		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	
Талаховская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ								
		1	ГТЭ 80/PG6111(FA)		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ГТЭ 80/PG6111(FA)		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	
Прегольская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ								
		1	ПГУ		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	
		3	ПГУ		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	463,1	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Ушаковская ВЭС	АО «Калининградская генерирующая компания»			—								
		1	ENERCON E-70		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		2	ENERCON E-70		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		3	ENERCON E-70		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	
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	Перемаркировка 16.05.2022
		2	К-65-12,8		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	
Установленная мощность, всего		—	—	—	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	
Зеленоградская ВЭС	ОАО «Калининградская генерирующая компания»			—								
		1	WindWorld W-4200/600			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	Присоединение 01.07.2022
Установленная мощность, всего		—	—			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-5 Советск с заменой трансформаторов Т-1 110/15/6 кВ и Т-2 110/15/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	243,31	243,31
2	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-43 Ушаковская с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Калининград-морнефть»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	123,57	123,57
3	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-9 Светлогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/15/10 кВ и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	243,31	243,31
4	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-48 Молокозаводская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,94	203,94
5	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ Космодемьянская с заменой трансформатора Т-1 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/15/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	101,98	101,98
6	Калининград-ской области	Калининград-ская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-27 Муромская с заменой трансформаторов Т-1 110/15/10 кВ и Т-2 110/15/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/15/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	157,06	157,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
7	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	243,31	243,31
8	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 330 кВ О-1 Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,94	203,94
9	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-29 Чкаловск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,94	203,94
10	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	2023	Реновация основных фондов	477,3	98,2
					110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	2024			

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.