

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА И
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ГОРОД САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

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	9
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	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
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.....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
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	26
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	26
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	26
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	27
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 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 мощности	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	36
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 г. Санкт-Петербурга	36
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	39
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	41
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	43
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	44
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	46
7.1	Основные подходы	46
7.2	Исходные допущения	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства	50
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	51
7.4	Оценка чувствительности экономических условий	53
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	60

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная 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
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭК	–	топливно-энергетический комплекс

ТЭС	— тепловая электростанция
ТЭЦ	— теплоэлектроцентраль
УНЦ	— укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	— энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	— длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	— номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	— номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2026–2031 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «город Санкт-Петербург»;
- книга 2 «Ленинградская область».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Ленинградское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области;
- ПАО «Россети Ленэнерго»;
- АО «ЛЮЭСК – Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области».

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области связана с энергосистемами:

- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт.;
- Псковской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Новгородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 7 шт.;
- Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- Финляндии: ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга»	140,9
ГУП «Петербургский метрополитен»	112,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	89,0
АО «ТЭК Санкт-Петербурга»	78,8

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
СПб ГУП «Горэлектротранс»	70,6
СПб ГБУ «Ленсвет»	53,7
Филиал АО «АЭМ-Технологии» «АЭМ-Спецсталь»	53,2
Более 20 МВт	
ООО «Корпоративный центр ИКС 5»	49,3

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, на 01.01.2025 составила 4631,2 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	4606,3	24,9	–	–	–	4631,2
ТЭС	4606,3	24,9	–	–	–	4631,2

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2024 году составило 24215,6 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	20131,7	23373,1	22636,3	22550,4	24215,6
ТЭС	20131,7	23373,1	22636,3	22550,4	24215,6

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45252	49195	48974	49120	51313
Годовой темп прироста, %	-3,55	8,71	-0,45	0,30	4,46
Максимум потребления мощности, МВт	7080	8243	8004	8234	8333
Годовой темп прироста, %	-8,28	16,43	-2,90	2,87	1,20
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6392	5968	6119	5966	6158
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	11.12 17:00	10.12 17:00	12.01 12:00	08.12 17:00	05.01 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,3	-14,2	-14,5	-14,9	-22,5
<i>г. Санкт-Петербург</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23831	25734	25419	25578	26627
Годовой темп прироста, %	-5,32	7,99	-1,22	0,63	4,10
Доля потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	52,7	52,3	51,9	52,1	51,9
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3831	4459	4345	4447	4298
Годовой темп прироста, %	-10,39	16,39	-2,56	2,35	-3,35
Доля потребления мощности г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	54,1	54,1	54,3	54,0	51,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6221	5771	5850	5752	6195

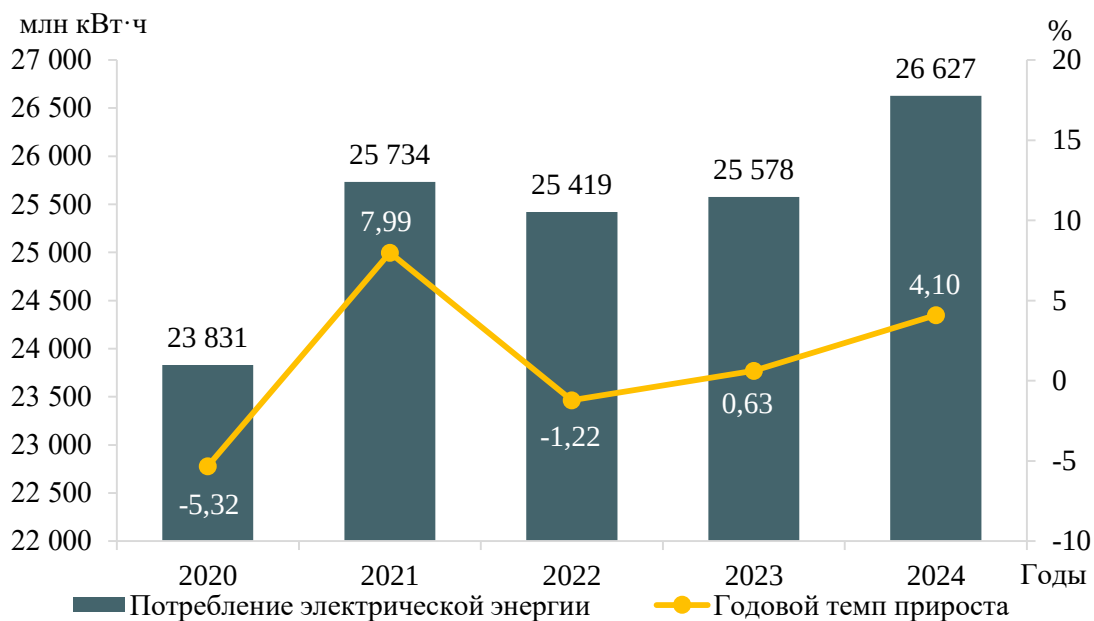


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

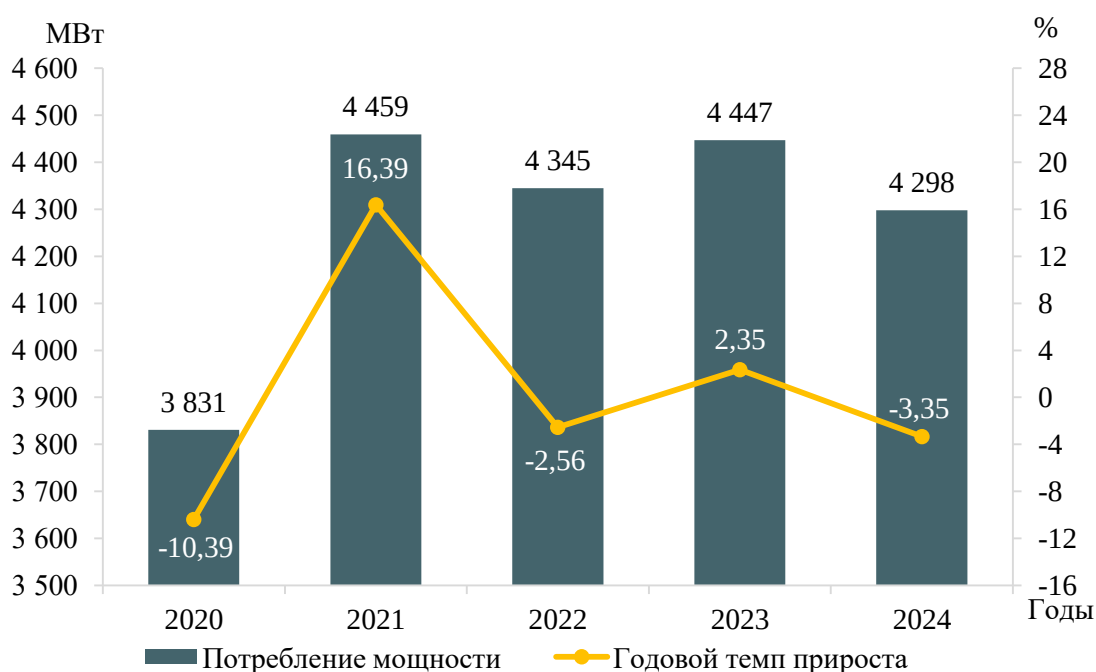


Рисунок 2 – Потребление мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 4396 млн кВт·ч и составило в 2024 году 51313 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,81 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,55 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 614 МВт и составил 8333 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,54 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 16,43 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 8,28 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области был зафиксирован в 2024 году в размере 8333 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии г. Санкт-Петербурга увеличилось на 1456 млн кВт·ч и составило 26627 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,13 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 7,99 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 5,32 %.

Доля г. Санкт-Петербурга в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в ретроспективный период снизилась с 52,7 % до 51,9 % (или на 0,8 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности г. Санкт-Петербурга увеличилось на 23 МВт и составило 4298 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,11 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 16,39 % в 2021 году. Наибольшее годовое снижение зафиксировано в 2020 году и составило 10,39 %, что было обусловлено не только ограничительными мерами, но и теплой зимой.

Исторический максимум потребления мощности г. Санкт-Петербурга был зафиксирован в 2021 году в размере 4518 МВт.

Доля г. Санкт-Петербурга в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период снизилась с 54,1 % до 51,6 % (или на 2,5 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии по г. Санкт-Петербургу менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом, что обусловлено большой долей населения и сферы услуг в структуре потребления электрической энергии региона.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности г. Санкт-Петербурга обуславливалась следующими факторами:

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом объемов жилищного строительства;
- разнонаправленной динамикой потребления предприятиями обрабатывающих производств.

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 г. Санкт-Петербурга приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Санкт-Петербурга 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 участка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Красный Октябрь I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Водогрейная котельная протяженностью 0,24 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	0,24 км
2	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Пушкин-Северная – Пушкин-Южная путем соединения двух отпайек: на ПС 110 кВ Пушкин-Северная (ПС 711) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Южная с отпайкой на ПС Детское Село) и на ПС 110 кВ Пушкин-Южная (ПС 185) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Северная с отпайкой на ПС Детское Село)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
3	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская – Шоссейная с отпайкой на ПС Крыловская (КВЛ 110 кВ Шоссейная-1) путем отсоединения участка до ПС 110 кВ Шоссейная (ПС 401) с изменением диспетчерского наименования ЛЭП на КВЛ 110 кВ Чесменская – Крыловская	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
4	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Авиагородок – Шоссейная протяженностью 4,12 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	4,12 км
5	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Западная – Рубеж протяженностью 2,3 км и 2,25 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2,30 км 2,25 км
6	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Северная – Конная протяженностью 3,85 км и 3,6 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	3,85 км 3,60 км
7	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Центральная – Графтио путем отключения КЛ 110 кВ Центральная – Московская товарная (К-186) от ПС 110 кВ Московская товарная (ПС 118) и подключения к ПС 110 кВ Графтио (ПС 118)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ ЭС-2 ЦТЭЦ – Графтио путем отключения КЛ 110 кВ ЭС-2 Центральной ТЭЦ – Московская товарная (К-184) от ПС 110 кВ Московская товарная (ПС 118) и подключения к ПС 110 кВ Графтио (ПС 118)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
9	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Завод Ильич – Левашовская № 3 (КЛ 110 кВ К-125) на ПС 110 кВ Карповская (ПС 69) протяженностью 4,45 км и 0,38 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	4,45 км 0,38 км
10	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Колпинская – Поповка (ВЛ 110 кВ Колпинская-6) протяженностью 0,97 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,97 км
11	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Колпинская – РЦ-11 (ВЛ 110 кВ Колпинская-7) протяженностью 0,43 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,43 км
12	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЮЗОС – Сосновая Поляна с отпайкой на ПС Стрельна (ВЛ 110 кВ Южная-18) путем отсоединения отпайки направлением на ПС 110 кВ Стрельна (ПС 62)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	–
13	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская-8) на ПС 110 кВ Витебская (ПС 309) протяженностью 3,29 км и 3,46 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	3,29 км 3,46 км
14	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Новоржевская – Заневский Пост-II протяженностью 0,11 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,11 км
15	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Колпино – Силовые машины протяженностью 0,8 км и 0,6 км	Абонентская	2021	0,8 км 0,6 км
16	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Красный Октябрь – Баррикада протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×5,5 км
17	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Звездная – Чесменская II цепь на ПС 220 кВ Купчинская протяженностью 0,302 км каждый	ПАО «Россети»	2022	2×0,302 км
18	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ – Жемчужная протяженностью 4,471 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×4,471 км
19	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ЮЗОС – Большевик с отпайками (ВЛ 110 кВ Нарвская-6) на ПС 110 кВ Марьино (ПС 49) протяженностью 0,41 км и 0,49 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	0,41 км 0,49 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
20	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Василеостровская – Балтийская на ПС 110 кВ Морская (ПС 277) протяженностью 0,4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×0,4 км
21	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Западная – Сосновая Поляна протяженностью 7,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	7,5 км
22	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Западная – Стрельнинская протяженностью 7,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	7,5 км
23	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская-Крыловская протяженностью 3,3 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	3,3 км
24	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Ржевская – Цветная №2 на ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) протяженностью 2,77 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	2×2,77 км
25	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Северная – Озеро Долгое II цепь (ВЛ 110 кВ Лахтинская-5) до ПС 110 кВ Лабораторная протяженностью 0,472 км	АО «Недвижимость ИЦ ЕЭС»	2024	0,472 км
26	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Колпино – Локомотивная протяженностью 2,3 км каждая	ОАО «РЖД»	2024	2×2,3 км
27	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ – РП-9 протяженностью 0,205 км	ПАО «Россети»	2024	0,205 км
28	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Звездная – Троицкая протяженностью 3,87 км и 3,92 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2024	3,87 км 3,92 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 Графтио (ПС 118) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА (с переносом на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)) на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Конная (ПС 64) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь с установкой второго трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская (ПС 70) с установкой трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Карповская (ПС 69) с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×63 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Баррикада (ПС 276) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Боровая (ПС 542) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская (ПС 70) с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Витебская (ПС 309) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×63 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×63 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Силовые машины с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Силовые машины»	2021	2×63 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Университет (ПС 196) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×40 МВА
16	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Завод Ильич с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый и трансформатора Т-5 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2022	2×63 МВА
17	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Купчинская с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Марьино (ПС 49) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Морская (ПС 277) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Жемчужная (ПС 202) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
21	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	2023	200 МВА
22	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	2×63 МВА
23	110 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Центральная с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2024	63 МВА
24	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лабораторная с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Недвижимость ИЦ ЕЭС»	2024	16 МВА
25	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Локомотивная с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2024	2×25 МВА
26	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Троицкая (ПС 275) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2024	2×80 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ РП-9 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА и 63 МВА	ПАО «Россети»	2024	2,5 МВА 63 МВА
28	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) с установкой третьего трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2024	25 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 г. Санкт-Петербурга 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 и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных 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
2020	16.12.2020	-0,2
	17.06.2020	22,4
2021	15.12.2021	0,8
	16.06.2021	16,7
2022	21.12.2022	-3,1
	15.06.2022	13,5
2023	20.12.2023	1,2
	08.12.2023 ¹⁾	-10,0
	21.06.2023	20,2
2024	18.12.2024	-14,2
	05.01.2024 ¹⁾	-22,0
	19.06.2024	17,6

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

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 ПАО «Россети Ленэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Ленэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, 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 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	23,78 ¹⁾	17,11	17,84	13,10	25,84 ²⁾	0	9,87	10,46	9,39	11,28	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	21,57 ¹⁾	19,15	17,46	25,80	31,37 ²⁾	19,13	13,60	12,39	12,90	11,50	
2	ПС 110 кВ Павловск (ПС 521)	110/10/6	T-1	115/6,6	16	7,21	7,58	7,85	8,58	9,39	1,80	4,62	5,01	5,63	6,02	0
			T-2	115/11	16	2,38	3,36	6,83	7,38	11,90	4,13	1,87	1,97	3,17	3,11	
3	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29)	110/10/6	T-1	115/38,5/6,6	31,5	5,23	7,50	6,18	6,68 ²⁾	8,24	6,66	4,65	5,16	4,68	6,10	0
			T-2	115/38,5/6,6	20	4,13	2,89	1,97	6,14 ²⁾	4,20	2,29	2,02	1,59	1,70	1,25	
			T-3	115/38,5/6,6	31,5	9,31	8,56	9,27	8,31 ²⁾	8,22	0,00	6,55	7,00	4,82	5,37	
			T-4	115/10,5-10,5	40	24,26	23,94	24,38	27,32 ²⁾	26,48	23,61	16,84	18,26	16,25	12,96	
			T-8 (ММПС)	115/10,5	25	1,71	1,75	1,42	2,59 ²⁾	1,81	0,87	1,12	1,56	1,35	2,97	
			T-9 (ММПС)	115/10,5	25	1,38	1,38	1,41	1,43 ²⁾	1,34	0,93	1,12	1,02	1,09	0,00	

Примечания
1 ¹⁾ Загрузка трансформаторов исключается из рассмотрения, так как в день контрольного замера 2020 года схема сети 35–110 кВ не соответствовала нормальной схеме данного энергорайона.
2 ²⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ 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 Зеленогорская (ПС 41)	T-1	ТДТН-40000/110-78У1	1985	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110-78У1	1987	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Павловск (ПС 521)	T-1	ТДН-16000/110	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1993	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29)	T-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1960	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1955	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТНГ-31500/110/35/6	1964	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТРДН-40000/110	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-8 (ММПС)	ТДН-25000/110	2012	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-9 (ММПС)	ТДЦН-25000/110	2012	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	2024 / зима	57,21	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	ООО «Специализированный застройщик «Ранта Резиденс»	12.03.2024	23-066248-101-146	2025	1,86	0,19	0,4	0,67	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28	59,28
				ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	ИП Царапкина Екатерина Владимировна	25.04.2025	25-020691-101-146	2026	1,20	0,46	0,4	0,15						
				ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,10	0	0,4–10	0,41						
				ПС 35 кВ Молодёжная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,84	0	0,4	0,28						
				ПС 35 кВ Приветнинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,82	0,01	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Солнечное (ПС 621)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	2,11	0,01	0,4	0,21						
				ПС 35 кВ Ушково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,59	0	0,4	0,06						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
2	ПС 110 кВ Павловск (ПС 521)	2024 / зима	21,29	ПС 110 кВ Павловск (ПС 521)	СПб ГКУ «ФКСР»	09.06.2022	22-011856-100-147	2025	1,43	0	0,4	0,29	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89
				ПС 110 кВ Павловск (ПС 521)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,51	0	0,4	0,25						
3	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29)	2023 / зима	52,47	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (6 кВ)	ФГБОУ ВПО «СПбГПУ»	08.08.2014	ОД-СПб-10444-14/8872-Э-14	2026	6,00	0	6–10	1,20	58,36	58,36	58,36	58,36	58,36	58,36
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (6 кВ)	ООО «ЦКТИ – РАЗВИТИЕ»	19.10.2022	22-083057-100-142	2026	3,80	0	0,4	1,52						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (6 кВ)	ООО СЗ «ЕВРОИНВЕСТ ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ»	18.07.2024	24-018300-100-142	2026	0,88	0	0,4	0,35						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (6 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,46	0	0,4–10	0,05						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (10 кВ)	ПАО «ЗАВОД РЕКОНД»	31.03.2023	23-013229-101-142	2025	3,00	0	6–10	2,10						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) (10 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,80	0	0,4	0,08						

ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 57,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,19 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,07 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 57,21 + 2,07 + 0 - 0 = 59,28 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 23,49 % (без ТП превышение до 19,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) расчетный объем ГАО составит 11,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 59,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Ленэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Павловск (ПС 521).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 21,29 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 10,89 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,60 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,29 + 0,60 + 0 - 0 = 21,89 \text{ МВА.}$$

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 (Т-2) ПС 110 кВ Павловск (ПС 521), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 13,99 % (без ТП превышение до 10,89 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Павловск (ПС 521) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Павловск (ПС 521) расчетный объем ГАО составит 2,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,89 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Ленэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 52,47 МВА, в том числе на напряжении 10 кВ – 31,34 МВА, на напряжении 6 кВ – 12,82 МВА нагрузка

Т-1 и Т-2, 8,31 МВА – нагрузка Т-3. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{дн}$ и составляет 53,42 % (33,92 %) от $S_{дн}$. В ПАР отключения трансформатора Т-3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-4 составит 35,63 МВА, что не превышает $S_{дн}$ и составляет 74,23 % от $S_{дн}$. В ПАР отключения трансформатора Т-4, без учета ММПС, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 превышает $S_{дн}$ на величину до 4,89 %. В соответствии с информацией ПАО «Россети Ленэнерго» предусматривается вывод из работы ММПС (распоряжение ПАО «Россети Ленэнерго» от 15.03.2024 №111-Р).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,42 МВА на напряжении 10 кВ, 3,41 МВА на напряжении 6 кВ (Т-1 и Т-2) и 0,06 МВА на напряжении 6 кВ (Т-3)).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{персп}^{тр} = 52,47 + 5,89 + 0 - 0 = 58,36 \text{ МВА};$$

в том числе на напряжении 10 кВ – 33,76 МВА, на напряжении 6 кВ – 16,23 МВА (Т-1 и Т-2), на напряжении 6 кВ – 8,37 МВА (Т-3).

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), и составляет 67,63 % (42,94 %) от $S_{дн}$.

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 $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-4 ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-3, и составляет 87,77 % от $S_{дн}$.

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 превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-4, на величину до 11,46 % (без ТП превышение до 4,89 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения трансформатора Т-4 на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) расчетный объем ГАО составит 4,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор мощностью не менее 42,13 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

В качестве альтернативного варианта предлагается перераспределение мощности в объеме не менее 4,34 МВА между трансформаторами Т-1, Т-2 и Т-3.

Тогда суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки с Т-3 на Т-1 и Т-2 в объеме не менее 4,34 МВА не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), и составляет 85,71 % (54,42 %) от $S_{\text{длн}}$.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки с Т-3 на Т-1 и Т-2 в объеме не менее 4,34 МВА не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-4, и составляет 99,97 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) с демонтажем ММПС и заменой существующих силовых трансформаторов 110/10 кВ 1×40 МВА и 110/35/6 кВ 2×31,5 МВА и 1×20 МВА на трансформаторы 110/10 кВ 2×40 МВА и трансформаторы 110/6 кВ 2×25 МВА.

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

Предложения от сетевых организаций на территории г. Санкт-Петербурга 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 г. Санкт-Петербурга, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская.

Для присоединения введенной в эксплуатацию ПС 330 кВ Менделеевская к электрическим сетям 110 кВ энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской

области необходимо строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец, ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик, ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая и ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Ленэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Иные технические решения.

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2025	ПАО «Россети Ленэнерго»
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	2×0,3 км	2025	ПАО «Россети Ленэнерго»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Санкт-Петербурга, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Санкт-Петербурга

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 20 МВт							
1	Многофункциональные комплексы «Лахта-2» и «Лахта-3»	АО «Синергия»	0,0	42,8	20	2027	ПС 110 кВ Беговая; ПС 110 кВ Невская Губа (ПС 76)
2	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	34,2	0,4	2029 2031	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
3	Жилой квартал	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	32,8	0,4	2025 2027	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
4	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	18,8	31,2	6/10	2025	ПС 110 кВ Баррикада (ПС 276)
5	Учебный корпус, научно-исследовательские центры, общежития, промышленные здания	АО «ИТМО Хайпарк»	0,0	31,4	6/10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ ДК Порт (ПС 59)
6	Проект «ВСМ Москва-Санкт-Петербург» (ПС 110 кВ Мурзино)	ООО «ВСМ Две Столицы»	0,0	24,0	110	2027	ПС 330 кВ Звёздная
7	Малозэтажные многоквартирные жилые дома, школа, детские образовательные организации	ООО «СЗ «Сэтл Девелопмент»	2,3	21,7	10	2025 2026	ПС 110 кВ Стрельнинская (ПС 65) ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
8	Комплексное многоэтажное строительство	ООО «СЗ «Сэтл Стандарт»	0,0	22,3	0,4	2025	ПС 110 кВ Мирная (ПС 34)
9	Энергоцентр многофункциональных комплексов «Лахта-2» и «Лахта-3»	АО «Синергия»	0,0	21,6	20	2028	ПС 110 кВ Невская Губа (ПС 76)
10	Жилой комплекс, многоквартирные дома	ООО «Энергосоюз Северо-Запад»	0,0	20,1	10	2025	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
11	Центр обработки данных	ООО «Дата Центр М100»	0,0	20,0	6	2025	Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	51724	52315	54173	55980	57644	59034	60697
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	591	1858	1807	1664	1390	1663
Годовой темп прироста, %	–	1,14	3,55	3,34	2,97	2,41	2,82
<i>г. Санкт-Петербург</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26896	27585	28389	29025	29328	29631	29955
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	689	804	636	303	303	324
Годовой темп прироста, %	–	2,56	2,91	2,24	1,04	1,03	1,09
Доля потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	52,0	52,7	52,4	51,8	50,9	50,2	49,4

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 60697 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,43 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2027 году и составит 1858 млн кВт·ч или 3,55 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 591 млн кВт·ч или 1,14 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга прогнозируется на уровне 29955 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,70 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга прогнозируется в 2027 году и составит 804 млн кВт или 2,91 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии

ожидается в 2029 и 2030 годах и составит 303 млн кВт·ч или 1,04 % и 1,03 % соответственно.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории г. Санкт-Петербурга представлены на рисунке 3.

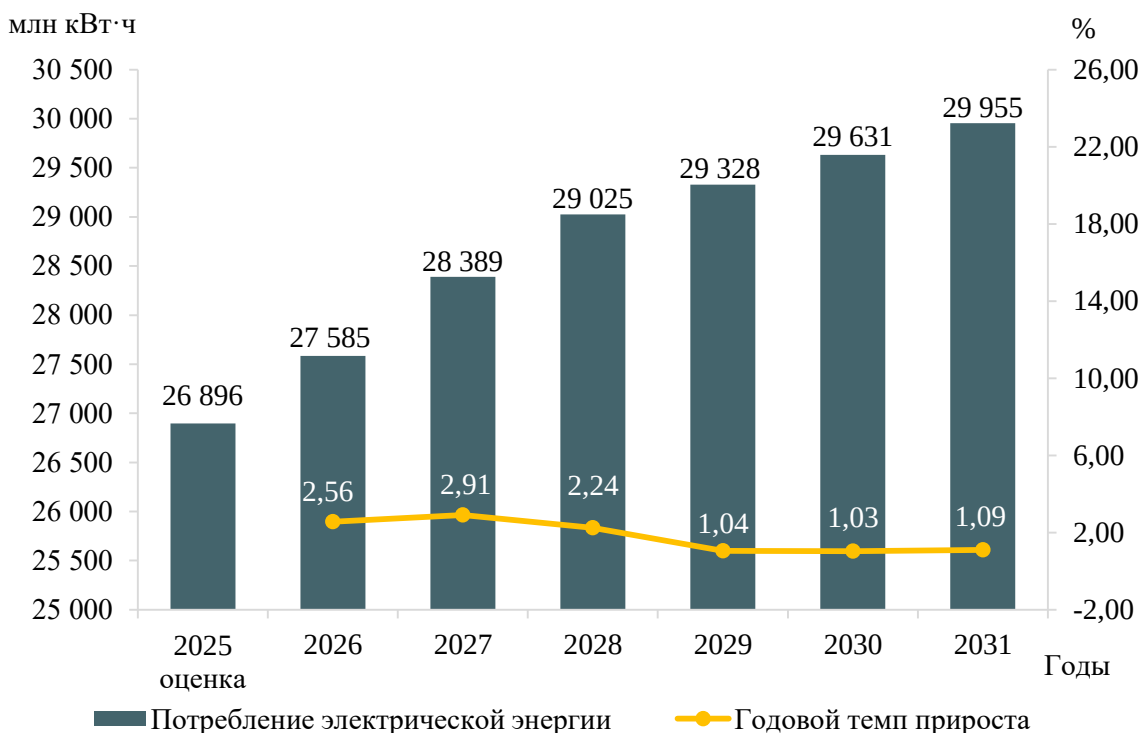


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга обусловлена следующими основными факторами:

- реализацией проекта строительства высокоскоростной железнодорожной магистрали Москва-Санкт-Петербург;
- развитием объектов транспортного комплекса;
- увеличением потребления населением; связанным с ростом объемов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения;
- развитием сферы услуг;
- вводом новых промышленных потребителей.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8547	8610	8840	9127	9354	9509	9524
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	63	230	287	227	155	15
Годовой темп прироста, %	–	0,74	2,67	3,25	2,49	1,66	0,16
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6052	6076	6128	6133	6162	6208	6373
<i>г. Санкт-Петербург</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4427	4568	4647	4696	4737	4775	4825
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	141	79	49	41	38	50
Годовой темп прироста, %	–	3,19	1,73	1,05	0,87	0,80	1,05
Доля потребления мощности г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	51,8	53,1	52,6	51,5	50,6	50,2	50,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6075	6039	6109	6181	6191	6205	6208

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2031 году прогнозируется на уровне 9524 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,93 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 287 МВт или 3,25 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2031 году и составит 15 МВт или 0,16 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2031 году будет наблюдаться уплотнение годового режима и число часов использования максимума составит 6373 ч/год против 6076 ч/год в 2026 году.

Потребление мощности г. Санкт-Петербурга к 2031 году прогнозируется на уровне 4825 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,67 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 141 МВт или 3,19 %, что обусловлено вводом объектов

непроизводственной сферы, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 38 МВт или 0,80 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга на перспективу в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде, что объясняется вводом в прогнозный период, главным образом, объектов недвижимости и сферы услуг. Число часов использования потребления мощности к 2031 году прогнозируется на уровне 6208 ч/год.

В целом годовой режим электропотребления г. Санкт-Петербурга похож на режим электропотребления энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Динамика изменения потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

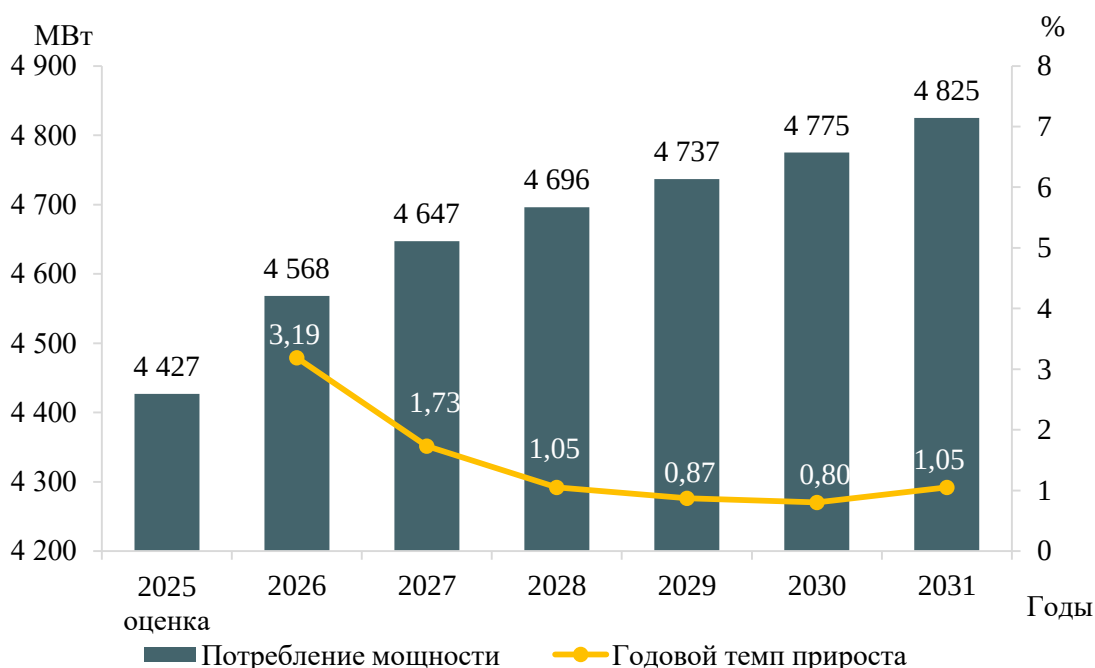


Рисунок 4 – Прогноз потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

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

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2031 году составит 4608,2 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2
ТЭС	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2	4608,2

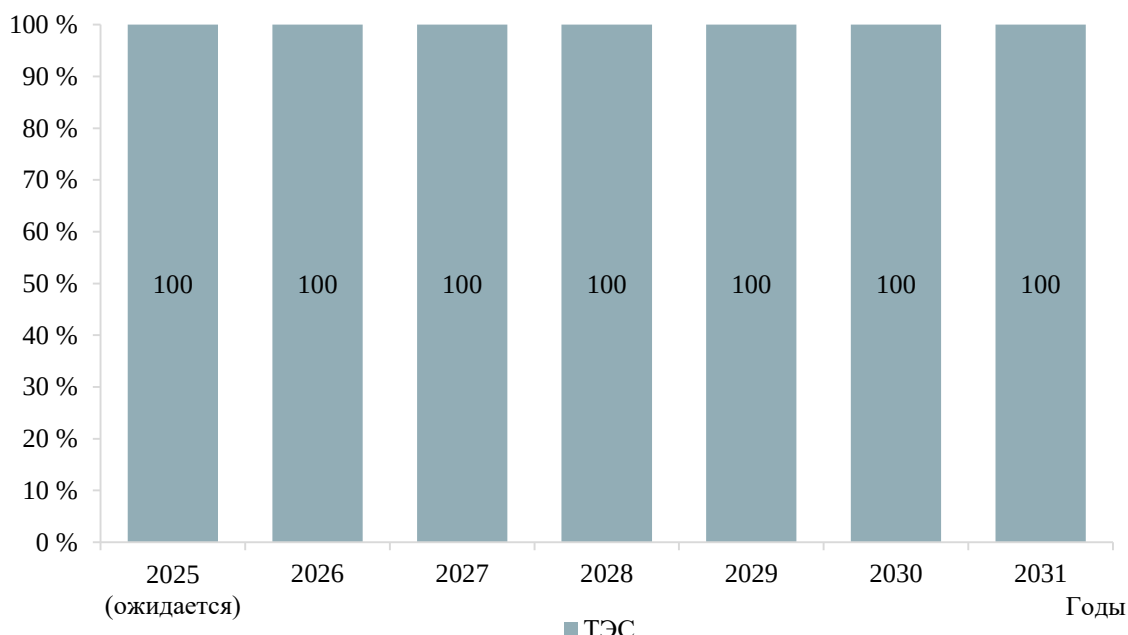


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории г. Санкт-Петербурга 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 г. Санкт-Петербурга

В таблице 16 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 г. Санкт-Петербурга.

Таблица 16 – 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 г. Санкт-Петербурга

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ПС 220 кВ Парголово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК Прага», ООО «Осиновая роща»	ООО «Осиновая роща»	4,07	3
														ООО «СК Прага»	–	7,29
2	Реконструкция ПС 110 кВ Шоссейная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК «Дальпитерстрой», ООО «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ «ТРИУМФ»	ООО «СК «Дальпитерстрой»	–	10
														ООО «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ «ТРИУМФ»	–	4,8
3	Реконструкция тяговой ПС 35 кВ Пискаревка с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Юлмарт девелопмент»	ОАО «РЖД»	–	25,7
4	Строительство двух КЛ 110 кВ Ржевская – Пискаревка-тяговая ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ОАО «РЖД»	110	км	–	2×3	–	–	–	–	–	6		ООО «Юлмарт девелопмент»	–	3,5
5	Строительство ПС 110 кВ Пулковские высоты с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Агропарк», ООО «Специализированный застройщик «Догма-СПБ»	ООО «Агропарк»	–	10
6	Строительство двух КЛ 110 кВ Пулковская – Пулковские высоты ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×3,5	–	–	–	–	–	–	7		ООО «Специализированный застройщик «Догма-СПБ»	–	18,859
7	Строительство ПС 110 кВ Камыши с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «Сателлит-Девелопмент», ИП Худолей Константин Константинович	ООО УК «Сателлит-Девелопмент»	–	35,6
8	Строительство двух КЛ 110 кВ Жемчужная – Камыши ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11		ИП Худолей Константин Константинович	–	13,95
9	Реконструкция Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) с установкой пятого трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «ТГК-1»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Дата Центр М100»	ООО «Дата Центр М100»	–	20

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Строительство ПС 110 кВ Беговая (ПС 139) с двумя трансформаторами 110/20/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Синергия»	АО «Синергия»	–	42,845
11	Строительство заходов КЛ 110 кВ Лахта – Крестовская №1 (К-173) на ПС 110 кВ Беговая (ПС 139)	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
12	Строительство заходов КЛ 110 кВ Лахта – Крестовская №2 (К-174) на ПС 110 кВ Беговая (ПС 139)	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
13	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь с установкой двух трансформаторов 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Новосаратовка»	ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Новосаратовка»	–	20,619 ¹⁾
													Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	–	34,4 ²⁾
14	Строительство ПС 110 кВ Мурзино с двумя трансформаторами 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/2×25 кВ мощностью 48 МВА каждый	ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВСМ Две Столицы»	ООО «ВСМ Две Столицы»	–	24
		ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	–	2×48	–	–	–	–	96				
15	Строительство двух КЛ 110 кВ Звездная – Мурзино ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10				
16	Строительство ПС 110 кВ Тяговая подстанция Санкт-Петербург ВСЖМ с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	8,342
17	Строительство двух КЛ 110 кВ Центральная – Тяговая подстанция Санкт-Петербург ВСЖМ ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4				
18	Реконструкция ПС 35 кВ Пулково (ПС 704) с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/20/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Норд Сити»	ООО «Специализированный застройщик «Норд Сити»	–	28,47825
19	Строительство заходов КЛ 110 кВ Пулковская – Авиагородок (Авиа-3) на ПС 110 кВ Волхонская	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				

Примечания

1 ¹⁾ ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Новосаратовка» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

2 ²⁾ ООО «Специализированный застройщик «Сэтл-Эстейт» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

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 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ» ¹⁾

Примечание – ¹⁾ АО «СевНИИГиМ» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

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 18.

Таблица 18 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 Павловск (ПС 521) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА ¹⁾	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	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

Примечание – ¹⁾ Обоснование мероприятия приведено в обосновывающих материалах по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, книга 2 «Ленинградская область».

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 г. Санкт-Петербурга, 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 Минэнерго России от 18.11.2024 № 15@ инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 15@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 13.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России 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:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Санкт-Петербурга по годам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Санкт-Петербурга (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	257,04	1607,29	1005,69	670,91	0,00	0,00	0,00	3540,93

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 г. Санкт-Петербурга 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 2025 год на территории г. Санкт-Петербурга осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Ленэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 97 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Санкт-Петербурга).

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 г. Санкт-Петербурга 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 2024 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [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 тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 28.11.2022 № 203-р.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

В соответствии с основным методом регулирования НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11 % и срока возврата – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – 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)
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год распоряжением Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 29.11.2024 № 195-р «О внесении изменений в распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 28.11.2022 № 203-р» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в г. Санкт-Петербурге, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Санкт-Петербурга, 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 г. Санкт-Петербурга, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Санкт-Петербурге, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) 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

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,5 %	2,9 %	2,2 %	1,0 %	1,0 %	1,1 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Санкт-Петербурга представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Санкт-Петербурга (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	20728	23010	24017	25044	26191	26191
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)	1339	838	559	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	32982	25129	29072	30312	24611	24611

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга 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 23 и на рисунке 6.

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 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	79,4	88,6	95,6	100,8	106,2	112,1
НВВ	млрд руб.	80,4	89,7	94,5	98,7	102,4	110,1
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,0	1,2	-1,1	-2,1	-3,9	-2,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,78	4,10	4,33	4,52	4,71	4,92
Среднегодовой темп роста	%	–	108	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,83	4,16	4,28	4,42	4,54	4,83
Среднегодовой темп роста	%	–	109	103	103	103	106
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,05	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1

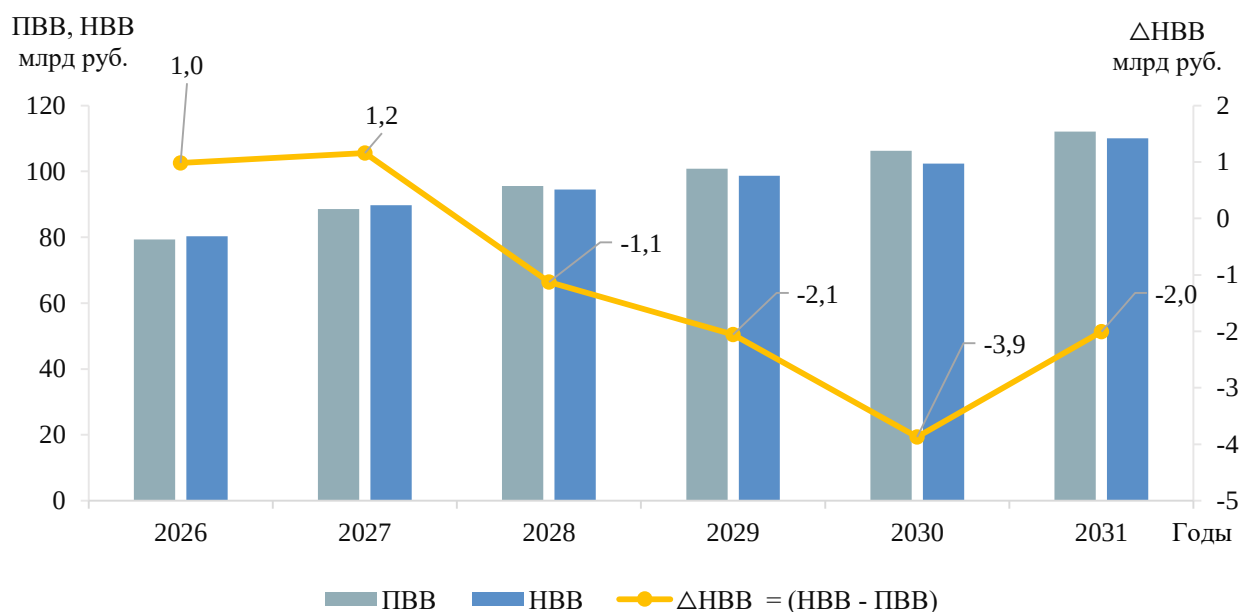


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга 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 г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки на всем прогножном периоде при снижении среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 2) и при отсутствии его роста и фиксации на уровне 2025 года (сценарий 3). Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 25,2–95,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

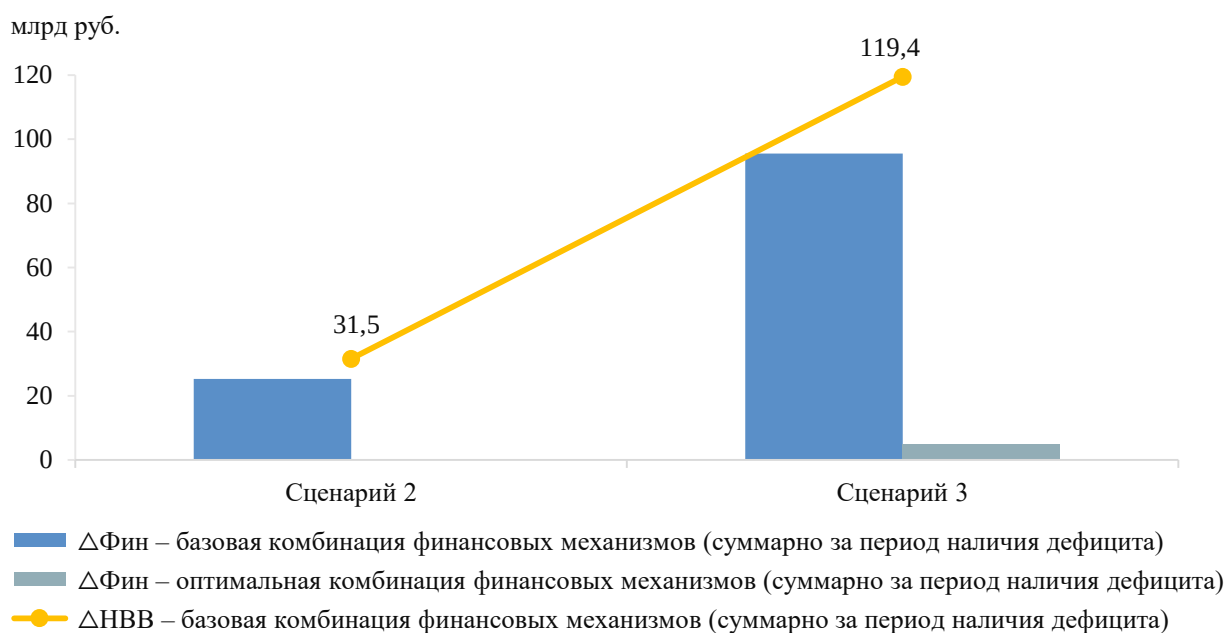


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Санкт-Петербурга

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	32 %	32 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	44 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 24) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга, 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 г. Санкт-Петербургу оценивается в 2031 году в объеме 29955 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,70 %.

Потребление мощности г. Санкт-Петербурга к 2031 году составит 4825 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,67 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Санкт-Петербурга в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6039–6208 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2031 году составит 4608,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга в рассматриваемый перспективный период, повысит эффективность функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 41,320 км, трансформаторной мощности 920 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, территория г. Санкт-Петербурга													
Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)	ПАО «ТГК-1»			Газ									
		1	ПГУ		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	ПГУ		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	
Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		2	T-27,5-90		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		3	T-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	T-123/130-130		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	
Центральная ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
ЭС-1		1	SGT-800		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	SGT-800		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ЭС-2		2	T-23-90		23,0								
Установленная мощность, всего		–	–	–	123,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	T-22-90		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПТ-30-8,8		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		3	ПТ-30-8,8		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	T-123/130-12,8 ПР2		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
		7	T-123/130-12,8 ПР2		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0	
Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		3	T-50/60-8,8		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-25-90/10		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		2	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		3	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	ПГУ		457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	
Северо-Западная ТЭЦ	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		2	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	
Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)	ПАО «ТГК-1»												
		1	T-180/210-130-1	Газ, мазут	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	ПГУ	Газ	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ НПО ЦКТИ	ОАО «НПО ЦКТИ»			Газ, мазут									
		1	АТ-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1.2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ Обуховоэнерго	ООО ГК «Обуховэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПР-12,9-2,8		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
ГТ ТЭЦ Балтика – СПб	ООО ПК «Балтика»			Газ, дизельное топливо									
		1	Turbomach TBM – T70 CED		7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	
Юго-Западная ТЭЦ	АО «Юго-Западная ТЭЦ»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
		2	ПГУ		275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	
ТЭС Петербургтеплоэнерго	ООО «Петербургтепло-энерго»			Газ									
г. Зеленогорск		1–15	Газо-турбинный двигатель ТА-100 RCHP (Elliott)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
г. Ломоносов		1, 2	Газо-поршневые установки JMS 612 GS-N.L		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
пос. Песочный		1, 2	Газо-поршневые установки TCG 2020 V16		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
ТЭЦ АО «ТЭК СПб»	АО «ТЭК СПб»			Газ, мазут									
котельная «Приморская»		1	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		2	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
котельная «Парнас-4»		1	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		2	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		3	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		4	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго	АО «ГСР ТЭЦ»			Газ									
		1	ПГУ		104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	
ТЭС ВВСС (Воздушные Ворота Северной Столицы)	ООО «ВВСС»			Газ									
		1	SGT 100		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
		2	SGT 100		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭС АО «Петербургский тракторный завод»	АО «Петербургский тракторный завод»			Газ									
		1	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		2	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		3	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		4	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		5	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		6	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Установленная мощность, всего		—	—	—	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Энергетический центр г. Санкт-Петербург	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»			Газ									
		1	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
Установленная мощность, всего		—	—	—	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	

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 г. Санкт-Петербурга

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2406,27	1777,63
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	2026 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	709,17	709,17
4	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Павловск (ПС 521) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	564,56	564,56
5	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	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	347,80	347,80

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	197,71	70,97
7	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	197,22	70,80
8	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26,40	9,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствую- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствую- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт- Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	25,37	9,11

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ 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 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.