

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

Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ И ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

КНИГА 2

ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области .....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Ленинградской области .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет .....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет .....	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	19
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	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 .....	27
2.2.3 Предложения по развитию электрической сети 110 (150) кВ, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ленинградской области заявленной мощностью менее 5 МВт .....	29
2.2.4 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	31
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	31
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше .....	31

2.3.2	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	31
2.3.3	Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	32
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	33
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	33
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	36
3.3	Прогноз потребления электрической мощности .....	37
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	39
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	41
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	41
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 Ленинградской области .....	41
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	49
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	49
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети .....	51

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	52
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	54
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	55
	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.....	59

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГК	–	государственная корпорация
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 25 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 25 °С

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

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	– (электрический) распределительный пункт
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	– 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 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

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

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу и Ленинградской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

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

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

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



## **1 Описание энергосистемы**

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

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:

- ПАО «Россети» (филиал Магистральные электрические сети Северо-Запада);
- ПАО «Россети Ленэнерго»;
- АО «ЛОЭСК – Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области».

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области**

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

- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское 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.;
- Эстонии: ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт.;
- Финляндии: ВЛ 400 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Ленинградской области**

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Ленинградской области, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Ленинградской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	320 <sup>1)</sup>
ООО «КИНЕФ»	192
НПАО «Светогорский ЦБК»	120
Более 20 МВт	
ООО «Тихвинский Ферросплавный Завод»	58
ООО «Пикалёвский глинозёмный завод»	53
АО «Тихвинский вагоностроительный завод»	53
ООО «ПГ «Фосфорит»	47
ООО «Транснефть-Балтика»	40
ОАО «Сясьский ЦБК»	36
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	26
АО «РУСАЛ-Бокситогорск»	26
АО «Пикалевский цемент»	21

Примечание – <sup>1)</sup> Максимальное потребление мощности приведено в целом по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, на 01.01.2022 составила 8562,2 МВт, в том числе: АЭС – 4375,8 МВт, ГЭС – 707,8 МВт, ТЭС – 3478,7 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7417,05	1200,15	54,96	–	–	8562,24
АЭС	3187,63	1188,15	–	–	–	4375,78
ГЭС	707,80	–	–	–	–	707,80
ТЭС	3521,62	12,0	54,96	–	–	3478,66

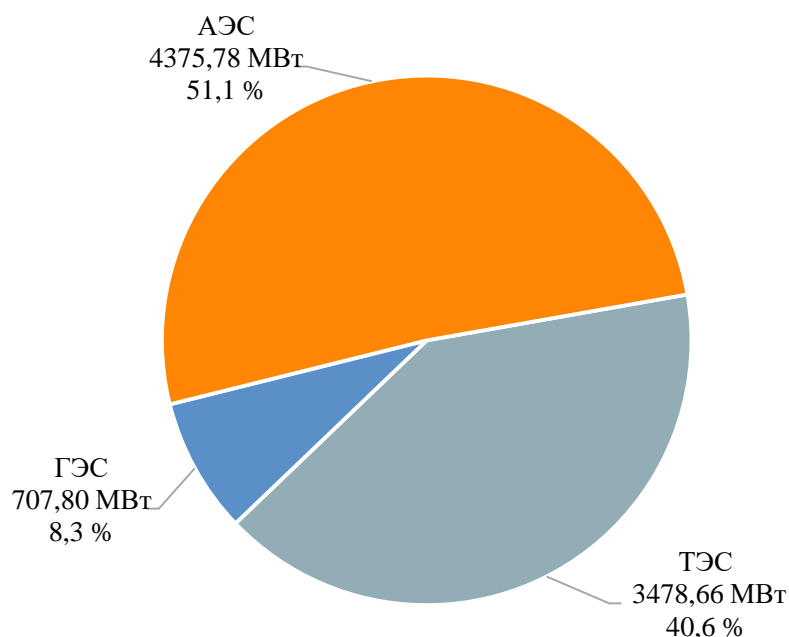


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, по состоянию на 01.01.2022

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45710	47005	46917	45252	49195
Годовой темп прироста, %	1,39	2,83	-0,19	-3,55	8,71
Максимум потребления мощности, МВт	7215	7622	7719	7080	8243
Годовой темп прироста, %	-4,88	5,64	1,27	-8,28	16,43
Число часов использования максимума потребления мощности	6335	6167	6078	6392	5968
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	07.02 19:00	28.02 11:00	28.01 11:00	11.12 17:00	10.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,8	-17,1	-15,2	-5,3	-14,2
<i>в том числе Ленинградская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20549	21590	21746	21421	23461
Годовой темп прироста, %	2,87	5,07	0,72	-1,49	9,52

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	45,0	45,9	46,3	47,3	47,7
Потребление мощности, МВт	3205	3395	3444	3249	3784
Годовой темп прироста, %	-0,19	5,93	1,44	-5,66	16,47
Доля потребления мощности Ленинградской в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	44,4	44,5	44,6	45,9	45,9
Число часов использования потребления мощности	6412	6359	6314	6593	6200

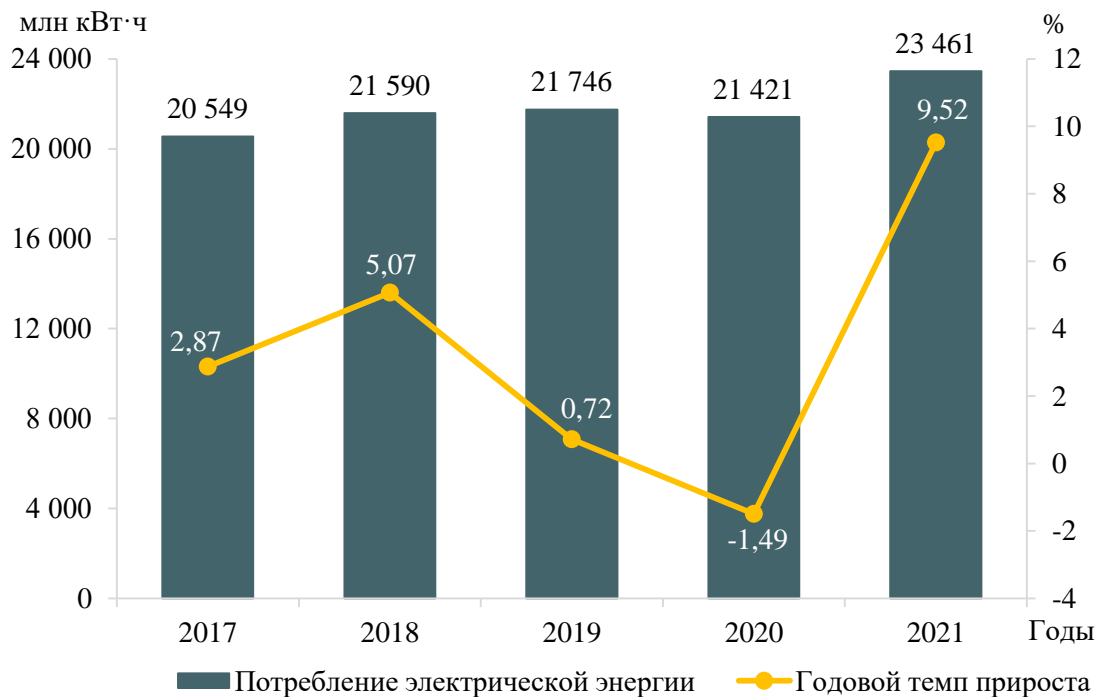


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии Ленинградской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

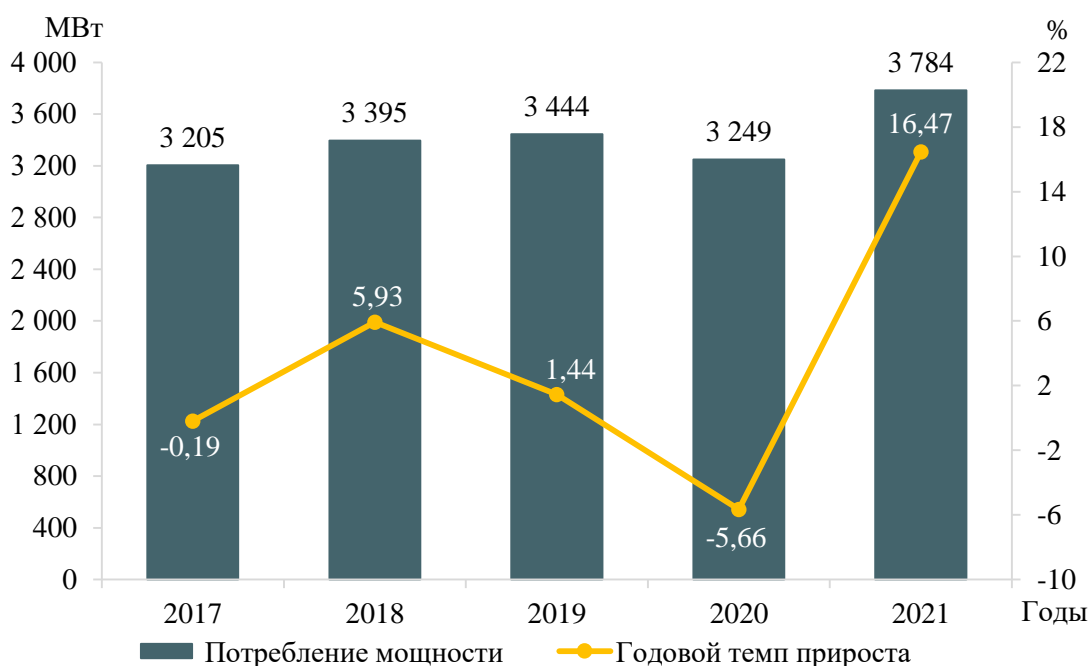


Рисунок 3 – Потребление мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 4112 млн кВт·ч и составило в 2021 году 49195 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,76 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -3,55 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 658 МВт и составил 8243 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,43 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ и отменой карантинных мер; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -8,28%, что было обусловлено ТНВ теплой зимы в период прохождения максимума потребления мощности и антиковидными ограничениями.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Ленинградской области увеличилось на 3486 млн кВт·ч и составило 23461 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,27 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,52 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -1,49 %.

Доля Ленинградской области в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в ретроспективный период увеличилась с 45,0 % до 47,7 % (или на 2,7 %).

За период 2017–2021 годов потребление мощности Ленинградской области выросло на 573 МВт и составило 3784 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,47 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер

и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -5,66 %.

Доля Ленинградской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за ретроспективный период незначительно увеличилась: с 44,4 % до 45,9 % (на 1,5 процентных пункта).

Режим электропотребления Ленинградской области более плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом.

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

- ростом перекачки нефтепродуктов по БТС и БТС-2 за счет увеличения грузооборота нефти через порты Приморск и Усть-Луга в 2021 году;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в обрабатывающей промышленности, в большей степени за счет предприятий металлургического и химического производств;
- увеличением потребления нефтеперерабатывающим предприятием ООО «КИНЕФ»;
- снижением потребления на собственные нужды электростанций;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Мыс (ПС 509) от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-1) протяженностью 5,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	5,5 км
2	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-2) протяженностью 0,16 км	АО «ЛОЭСК»	2018	0,16 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-1) протяженностью 0,18 км	АО «ЛОЭСК»	2018	0,18 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 – Выборг-районная с отпайкой на ПС Лужайка путем отключения ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 – Выборг-Южная с отпайкой на ПС Лужайка (ВЛ 110 кВ Выборгская-2) от ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159) и подключения к ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) протяженностью 5,56 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	5,56 км
5	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская протяженностью 95,18 км	ПАО «Россети»	2018	95,18 км
6	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Псков – Лужская протяженностью 160,65 км	ПАО «Россети»	2018	160,65 км
7	750 кВ	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская протяженностью 472,9 км	ПАО «Россети»	2018	472,9 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Выборг-Южная – Мыс протяженностью 65,04 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	65,04 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лужская – Луга № 2 протяженностью 7,38 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,38 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лужская – Сырец путем отключения ВЛ 110 кВ Луга – Сырец (Сырецкая-1) от ПС 110 кВ Луга (ПС 48) и подключения к ПС 330 кВ Лужская	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	–
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лужская – Торковичи путем отключения ВЛ 110 кВ Луга – Торковичи (Толмачевская-2) от ПС 110 кВ Луга (ПС 48) и подключения к ПС 330 кВ Лужская	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	–
12	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ленинградская – Владимирская-тяговая на ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая с образованием КВЛ 110 кВ Ленинградская – Ульяновка-тяговая и КВЛ 110 кВ Владимирская-тяговая – Ульяновка-тяговая	ОАО «РЖД»	2019	–
13	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ленинградская – Гатчина-тяговая на ПС 110 кВ Владимирская-тяговая с образованием КВЛ 110 кВ Гатчина-тяговая – Владимирская-тяговая и КВЛ 110 кВ Ленинградская – Владимирская-тяговая протяженностью 0,63 км	ОАО «РЖД»	2019	0,63 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь (КВЛ 110 кВ Порт-2) до ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372) протяженностью 0,13 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,13 км
15	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайкой на ПС Куземкино протяженностью 39,09 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	39,09 км
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бокситогорская – Глиноземная (ВЛ 110 кВ Пикалевская-1) с заменой участка медного провода протяженностью 5,03 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,03 км
17	110 кВ	Строительство одного одноцепного захода КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Молосковицы с отпайкой на ПС Кингисепп-город (КВЛ 110 кВ Кингисеппская-1 + Опольевская-1 + Опольевская-2) на ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) с образованием КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город и ВЛ 110 кВ Молосковицы – Ясень протяженностью 15,03 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	15,03 км
18	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Вистино протяженностью 19,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	19,62 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Усть-Луга протяженностью 11,64 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	11,64 км
20	110 кВ	Строительство одного одноцепного захода КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Молосковицы с отпайкой на ПС Кингисепп-город (КВЛ 110 кВ Кингисеппская-1 + Опольевская-1 + Опольевская-2) на ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) с образованием КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город и ВЛ 110 кВ Молосковицы – Ясень	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	15,03 км
21	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС – Иматра (ВЛ 110 кВ Иматра-1)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	1,67 км
22	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС протяженностью 3,91 км	ПАО «Россети»	2021	3,91 км
23	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,88 км	ПАО «Россети»	2021	331,88 км



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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	2018	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мыс (ПС 509) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	2×63 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	2×25 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой одного трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА. 1 этап	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	40 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная птицефабрика (ПС 390) с заменой одного трансформатора 110 кВ мощностью 10 МВА на один трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	25 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Восточная с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2018	2×40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 750 кВ Ленинградская с установкой одного ШР 110 кВ мощностью 20 Мвар	ПАО «Россети»	2018	20 Мвар
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Владимирская-тяговая с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА
9	110 кВ	Установка на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) ММПС 110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	25 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×16 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой одного трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА. 2 этап	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×16 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ВА3 с заменой трансформаторов 110 кВ мощностью 40,5 МВА и 40 МВА на трансформаторы 110 кВ мощностью 40 МВА	Абонентская	2019	2×40 МВА
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×10 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435) с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Новоселье с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Глажево (ПС 187) с заменой одного трансформатора 110 кВ мощностью 2,5 МВА на один трансформатор 110 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2,5 МВА
19	110 кВ	Установка на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) двух ММПС 110 кВ мощностью 25 МВА каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×25 МВА
20	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный с установкой одного ШПР 330 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2021	100 Мвар
21	750 кВ	Реконструкция РУ 750 кВ Ленинградской АЭС с установкой двух ШПР 750 кВ 330 Мвар каждый, второго автотрансформатора 750/330 кВ мощностью 1251 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) с двумя ШПР в обмотке 35 кВ мощностью 35 Мвар каждый	АО «Концерн Росэнергоатом»	2021	2×330 Мвар 1251 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

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

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-2,8
	21.06.2017	11,1
2018	19.12.2018	-7,8
	20.06.2018	15,9
2019	18.12.2019	3,7
	19.06.2019	19,6
2020	16.12.2020	-0,2
	17.06.2020	22,4
2021	15.12.2021	0,8
	16.06.2021	16,7

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

По данным ПАО «Россети Ленэнерго» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1973	87,99	3,22	4,91	5,39	3,52	4,36	2,97	2,14	1,82	1,73	2,06	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2005	89,88	6,29	9,92	4,12	7,61	8,88	2,45	4,39	3,44	2,53	3,93	0
2	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	110/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/10,5	25	2003	91,49	14,08	12,87	11,37	14,28	11,01	7,56	4,82	7,52	7,35	7,66	11,79
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/10,5	25	2005	91,49	16,17	15,68	13,95	19,74	19,66	10,92	8,98	5,09	16,49	15,09	
			ММПС Т-3	ТДЦН-25000/110-У1	110/10	25	2019	94,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
			ММПС Т-4	ТДЦН-25000/110-У1	110/10	25	2019	94,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
3	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/10,5	10	1981	88,13	9,48	8,32	10,88	7,53	8,75	4,81	4,5	3,74	0	6,19	0
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/10,5	40	1968	88,13	18,9	18,53	11,74	30,05	17,57	13,62	12,53	7,45	9,43	7,6	13,64
			T-2	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/10,5	40	2007	91,49	18,9	29,54	19,23	16,04	24,88	14,98	14,33	13,55	14,65	13,87	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	01.01.1973	87,99	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	01.01.2005	89,88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	13.11.2003	91,49	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	24.03.2005	91,49	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		ММПС Т-3	ТДЦН-25000/110-У1	31.05.2019	94,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		ММПС Т-4	ТДЦН-25000/110-У1	31.05.2019	94,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	01.05.1981	88,13	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	01.01.1968	88,13	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	01.06.2007	91,49	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	Зимний контрольный замер 2018 года	14,83	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ФГБОУ ВО СПБГПМУ МИНЗДРАВА РОССИИ	19-31436	30.01.2020	2022	0,16	0	6-10	0,016	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ИП Кондратюк Олег Анатольевич	19-34129	19.12.2019	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	СНТ «Карпикюля»	21-022690	13.07.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	21-018872	08.07.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	21-032364	02.10.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	21-031310	20.09.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ООО «Пик-недвижимость»	21-037206	15.11.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ООО «Побратим»	21-038257	16.11.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	21-043345	11.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-000069	20.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-000070	20.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-000071	20.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-000143	22.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-006018-100-031	08.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-006189-100-031	21.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-006191-100-031	13.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-010714-101-031	10.03.2022	2023	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-011919-101-031	21.03.2022	2023	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-013360-100-031	14.03.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	физ.лицо	22-014524-101-031	24.03.2022	2023	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ИП Глава крестьянского (фермерского) хозяйства Беленицкий Михаил Владимирович	22-014639-101-031	28.03.2022	2022	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ИП Беленицкая Валерия Михайловна	22-014651-100-031	07.04.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ИП Чешев Александр Викторович	22-014700-100-031	23.03.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ИП Беленицкий Борис Владимирович	22-014765-100-031	12.04.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ООО «Пик-недвижимость»	22-023241-100-031	19.04.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ООО «Пик-недвижимость»	22-023278-100-031	13.04.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ООО «Водно-спортивный центр «Левша»	22-026916-100-031	19.05.2022	2022	0,149	0	0,4	0,0149						
2	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	Зимний контрольный замер 2020 года	34,02	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ООО «СЗСК «Русь»	06-1130	09.04.2007	2022	0,3	0	0,4	0,03	34,87	34,87	34,87	34,87	34,87	34,87
	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)			физ.лицо	18-11021	10.04.2018	2022	0,1	0	0,4	0,01							
	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)			физ.лицо	18-29582	13.09.2018	2022	0,15	0	0,4	0,015							
	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)			физ.лицо	18-29581	13.09.2018	2022	0,15	0	0,4	0,015							
	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)			ООО ГК «Строительные технологии комфорта»	20-3698	12.02.2020	2022	0,14	0	0,4	0,014							
	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)			ИП Тарасов Вадим Олегович	20-525630	24.12.2020	2022	0,15	0	0,4	0,015							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ИП Горбунов Владимир Сергеевич	21-031068	04.10.2021	2022	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ТСН «Новожилово»	21-038080	23.12.2021	2022	0,28	0	6-10	0,028						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	физ.лицо	21-042968	16.12.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	физ.лицо	21-042971	28.12.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	физ.лицо	21-083736	07.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ООО «ЗМК Стройпроект»	22-010184-100-031	01.03.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	физ.лицо	22-016150-101-031	28.03.2022	2023	0,135	0	0,4	0,0135						
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ИП Тыщенко Николай Николаевич	22-017378-100-031	07.04.2022	2022	0,149	0	0,4	0,0149						
3	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	Зимний контрольный замер 2021 года	15,69	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	15-23395	27.01.2016	2022	0,19	0	0,4	0,019	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	18-19707	20.07.2018	2022	0,15	0	6-10	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	19-17357	20.08.2019	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	19-17400	20.08.2019	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	СНТ «Новое Заостровье»	19-21357	13.09.2019	2022	1,324	0	0,4	0,5296						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	19-33427	14.12.2019	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	20-3227	07.02.2020	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ООО «СВ-ЛЕС»	20-510691	28.08.2020	2022	0,203	0	6-10	0,0203						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	21-013122	21.05.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Малышев Дмитрий Николаевич	21-032550	08.10.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Юшков Максим Викторович	21-037214	03.11.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Шераков Ибрагим Сафаралиевич	21-038364	15.11.2021	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	СНТ собственников недвижимости «Жемчужина»	21-041410	30.12.2021	2023	0,15	0	6-10	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	21-044932	24.01.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Гецевич Валерий Викторович	21-078190	01.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Гецевич Валерий Викторович	21-078197	01.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ИП Гецевич Валерий Викторович	21-078199	14.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015										
ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	физ.лицо	22-009451-100-032	30.03.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015										
4		Зимний контрольный	48,07	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	СНТ «Перемяки»	20-508234	23.12.2020	2022	0,128	0	0,4	0,1	48,47	48,47	48,47	48,47	48,47	48,47

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА								
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028			
	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	замер 2018 года		ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	физ.лицо	20-517061	26.10.2020	2022	0,15	0	0,4	0,1									
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				АО «Индустриальный парк «Екатерининский»	21-016776	29.05.2021	2022	0,15	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				АО «Индустриальный парк «Екатерининский»	21-016772	29.05.2021	2022	0,15	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				АО «Индустриальный парк «Екатерининский»	21-016770	01.06.2021	2022	0,15	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				АО «Индустриальный парк «Екатерининский»	21-016771	01.06.2021	2022	0,15	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				АО «Индустриальный парк «Екатерининский»	21-036156	27.10.2021	2022	0,15	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				ИП Лазарева Ольга Александровна	22-000162	28.01.2022	2022	0,149	0	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)				ИП Амитин Игорь Владимирович	22-007733-101-046	21.03.2022	2022	0,135	0	0,4	0,1										



### ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330).

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 14,83 МВА. В ПАР Т-2 ( $S_{\text{ном}}$  25 МВА) нагрузка Т-1 ( $S_{\text{ном}}$  16 МВА) составит 78 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-7,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,189.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,93 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 15,76 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 83 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,83 + 0,84 + 0 - 0 = 15,76 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на новый, мощностью 25 МВА).

### ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547).

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 34,02 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-0,2^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,151.

Существует возможность перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 11,79 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,86 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 23,09 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 80 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,02 + 0,86 + 0 - 11,79 = 23,09 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с заменой существующих нагрузочных трансформаторов мощностью 2×25 МВА на новые, мощностью 2×40 МВА).

#### ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344).

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 10,88 МВА. Загрузка находящегося в работе трансформатора составила 96,8 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-1 при ТНВ +3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,124.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,572 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,28 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 12,16 МВА. Таким образом, загрузка Т-1 составит 108,1 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) ниже уровня ДДН отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,92 МВА.

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующего трансформатора составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,88 + 1,28 + 0 - 0 = 12,16 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,16 МВА с учетом

набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Установка второго трансформатора с изменением схемы ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) по предложению ПАО «Россети Ленэнерго» не обоснована.

ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 48,07 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-7,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,189.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 13,64 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,4 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 34,83 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 73 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,07 + 0,4 + 0 - 13,64 = 34,83 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой трансформаторов мощностью 40 МВА на новые, мощностью 63 МВА).

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

### 2.2.2.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

#### ПС 35 кВ Кондратьевская.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Выборг-Районная установлены трансформаторы Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 41,26 МВА. В ПАР одного из

трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,6 % от  $S_{дн}$ , что не превышает  $S_{дн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-0,2^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,151.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Для данной подстанции договора на технологическое присоединение не предоставлены собственником.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (Строительство ПС 110 кВ Кондратьевская с установкой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА).

#### ПС 35 кВ Касимово.

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, предоставленном ПАО «Россети Ленэнерго», предлагается сооружение ПС 110 кВ Касимово взамен ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) с установкой двух силовых трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью  $2 \times 25$  МВА.

В настоящее время на ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода – 2010). ПС 35 кВ Касимово присоединяется по КВЛ 35 кВ к ПС 110 Сертолово (ПС 537) и ВЛ 35 кВ к ПС 110 кВ Лупполово (ПС 365).

Обосновывающих материалов, предоставленных ПАО «Россети Ленэнерго» по данному мероприятию недостаточно для верификации технических решений, не представлены на рассмотрение расчётные модели, отсутствует рассмотрение альтернативных мероприятий по сети 35 кВ. Включение указанных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

#### Перевод на напряжение 110 кВ сети 35 кВ района Выскатка – Старополье – Осьмино.

В настоящее время электроснабжение района Выскатка – Старополье – Осьмино осуществляется от ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291), ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) и ПС 35 кВ Старополье (ПС 15), а в послеаварийных режимах также от ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379). ВЛ 35 кВ Старопольская и ВЛ 35 кВ Осьминская-2 выполнены в габаритах 110 кВ проводом АС-240. В нормальном режиме деление сети 35 кВ осуществляется на выключателе в перемычке ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) и на выключателе ВЛ 35 кВ Вердужская-1 со стороны ПС 110 кВ Осьмино.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов в сети 35 кВ ПАО «Россети Ленэнерго» предлагает выполнение мероприятий по переводу сети 35 кВ района Выскатка – Старополье – Осьмино на напряжение 110 кВ предусматривается в 2027 году.

Обосновывающих материалов, предоставленных ПАО «Россети Ленэнерго» по данному мероприятию, недостаточно. Включение приведенных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России возможно при предоставлении обосновывающих расчетов или договоров об

осуществлении ТП энергопринимающих устройств потребителей, в которых присутствуют данные мероприятия.

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

#### 2.2.3.1 ООО «Энергоинвест»

Рассмотрено предложение по строительству ПС 110 кВ Порошкино ООО «Энергоинвест» для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ленинградской области заявленной мощностью менее 5 МВт.

В таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВт					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Порошкино	-	-	ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Петербургская финансовая компания»	1003	21.11.2019	2023	1,4	0,0	10	0,56	8,12	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «РАС»	1004	21.11.2019	2024	3,6	0,0	10	1,44						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Ольгино»	1006	16.12.2019	2023	4,941	0,0	10	1,976						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Ольгино»	1007	16.12.2019	2023	4,941	0,0	10	1,976						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «РАС»	1009	16.12.2019	2023	4,061	0,0	10	1,624						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Ольгино»	1012	23.01.2020	2023	4,968	0,0	10	1,987						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»»	6004/21	19.06.2021	2024	3,955	0,0	10	1,582						
				ПС 110 кВ Порошкино	ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»»	6004/21	19.06.2021	2024	4,448	0,0	10	1,779						

### ПС 110 кВ Порошкино.

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, предоставленном ООО «Энергоинвест» предлагается строительство ПС 110 кВ Порошкино с установкой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции по действующим договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора мощности может составить 12,92 МВт. Таким образом, рекомендуется установка на ПС 110 кВ Порошкино трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ООО «Энергоинвест».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

#### 2.2.4.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

ПАО «Россети Ленэнерго» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям отсутствуют.

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

#### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

#### 2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.



### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 11 приведены данные планируемых к вводу основных потребителей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в границах Ленинградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «БХК»	ООО «БХК»	0,0	433,0	330	2024	ПС 330 кВ Нарва
2	ООО «РусХимАльянс»	ООО «РусХимАльянс»	0,0	362,0	330	2023	ПС 330 кВ Нарва
3	Приморский универсально-перегрузочный комплекс	ООО «Приморский УПК»	0,0	140,0	110	2023	ПС 110 кВ Приморский УПК
Более 20 МВт							
4	ООО «Ехсз-2» (ПС 110 кВ Аммиачная)	ООО «Ехсз-2»	0,5	55,0	110	2022 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 330 кВ Кингисеппская
5	Земельные участки для ИЖС	АО «СевНИИГиМ»	25,3	50,7	110	2025	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)
6	Многоквартирные дома, ДОО и школы		0,0	47,0	110	2026–2028	
7	Промышленный комплекс по производству металлоконструкций	ООО «Севзапстройинвест»	0,0	49,0	110	2024	ПС 110 кВ Лесное
8	ООО «Ренейссанс Хэви Индастри». Две новые (ММПС 110 кВ (КВЛ 110 кВ Кингисеппская-Порт I, II цепи))	ООО «Ренейссанс Хэви Индастри»	0,0	46,5	110	2023	ПС 110 кВ Порт (ПС 549)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Комплекс жилых домов	ООО «УК «Фондовый дом» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Сити Девелопмент»	0,0	44,0	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Ковалёвская
10	Жилая застройка	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛЮ»	0,0	42,0	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2028 <sup>1)</sup>	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) (г.Санкт-Петербург)
11	Балтийский химический комплекс (ПС 110 кВ ГПП-3)	ООО «Китайская Национальная Химическая и Строительная Корпорация Севен», ООО «БХК»	0,0	40,0	110	2023	ПС 330 кВ Кингисеппская Нарвская ГЭС
12	Индустриальный парк «Кола»	ООО «Теллус-Консалтинг»	4,0	36,0	110	2023–2024	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС137) ПС 110 кВ 335А
13	Жилые дома	ООО «Перспектива Девелопмент»	0,0	30,5	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2028 <sup>1)</sup>	ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2)
14	Универсальный торговый терминал	ООО «Новотранс Актив»	4,0	22,0	110	2023–2024	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292)

Примечание – <sup>1)</sup> реализация инвестиционного проекта в полном объеме планируется за рамками рассматриваемого прогнозного периода.

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	49776	53275	54892	56264	56408	56818
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3499	1617	1372	144	410
Годовой темп прироста, %	–	7,03	3,04	2,50	0,26	0,73
<i>в том числе Ленинградская область</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23495	25951	27135	28114	28110	28305
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2456	1184	979	-4	195
Годовой темп прироста, %	–	10,45	4,56	3,61	-0,01	0,69

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 56818 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2024 году и составит 3499 млн кВт·ч или 7,03 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 144 млн кВт·ч или 0,26 %.

Потребление электрической энергии по Ленинградской области прогнозируется на уровне 28305 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,72 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Ленинградской области прогнозируется в 2024 году и составит 2456 млн кВт·ч или 10,45 %, наибольшее снижение ожидается в 2027 году и составит 4 млн кВт·ч или -0,01 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии Ленинградской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 11.

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

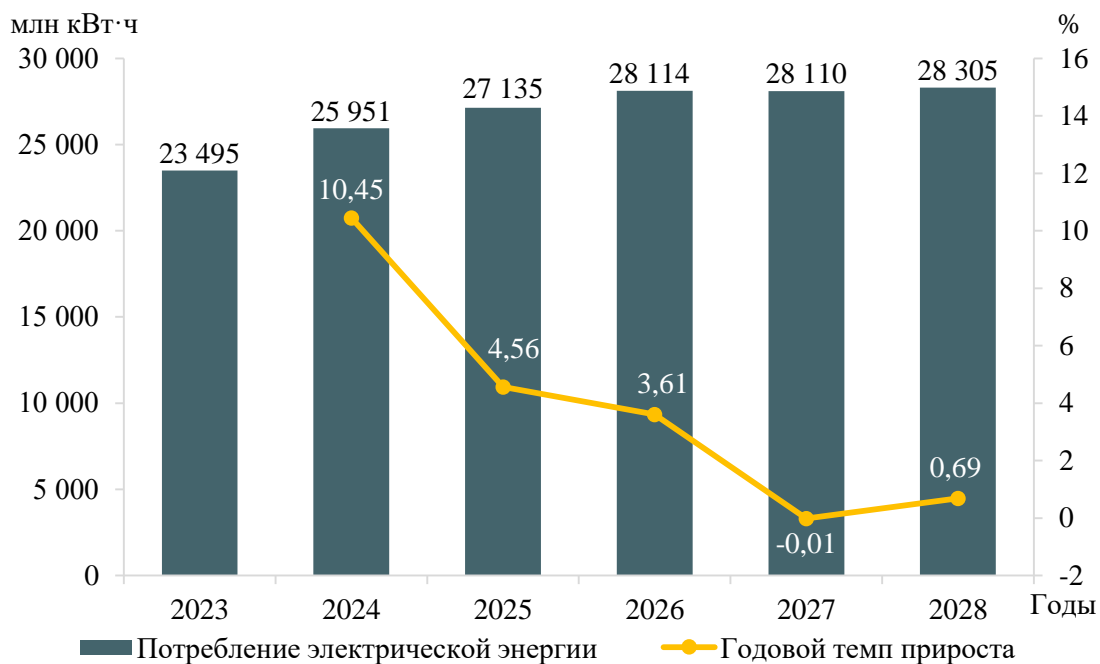


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии Ленинградской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- вводом новых потребителей химического и газоперерабатывающего производств;
- развитием действующих производств, наибольший прирост ожидается на крупном предприятии по производству строительных материалов АО «Пикалевский цемент»;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области за период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	8554	8953	9004	9014	9050	9090
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	399	51	10	36	40
Годовой темп прироста, %	–	4,66	0,57	0,11	0,40	0,44
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5819	5951	6096	6242	6233	6251
<i>в том числе Ленинградская область</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3960	4292	4312	4286	4297	4306
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	332	20	-26	11	9
Годовой темп прироста, %	–	8,38	0,47	-0,60	0,26	0,21
Число часов использования потребления мощности, час/год	5933	6046	6293	6559	6542	6573

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2028 году прогнозируется на уровне 9090 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,41 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 399 МВт или 4,66 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 10 МВт или 0,11 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6251 час/год.

Потребление мощности Ленинградской области к 2028 году прогнозируется на уровне 4306 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,86 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 332 МВт или 8,38 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит -26 МВт или -0,60 %.

Годовой режим электропотребления Ленинградской области за рассматриваемый прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного сектора. Число часов использования потребления мощности к 2028 году увеличится до 6573 час/год, против 5933 час/год в 2023 году.

В целом режим электропотребления Ленинградской области плотнее, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

Динамика изменения потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

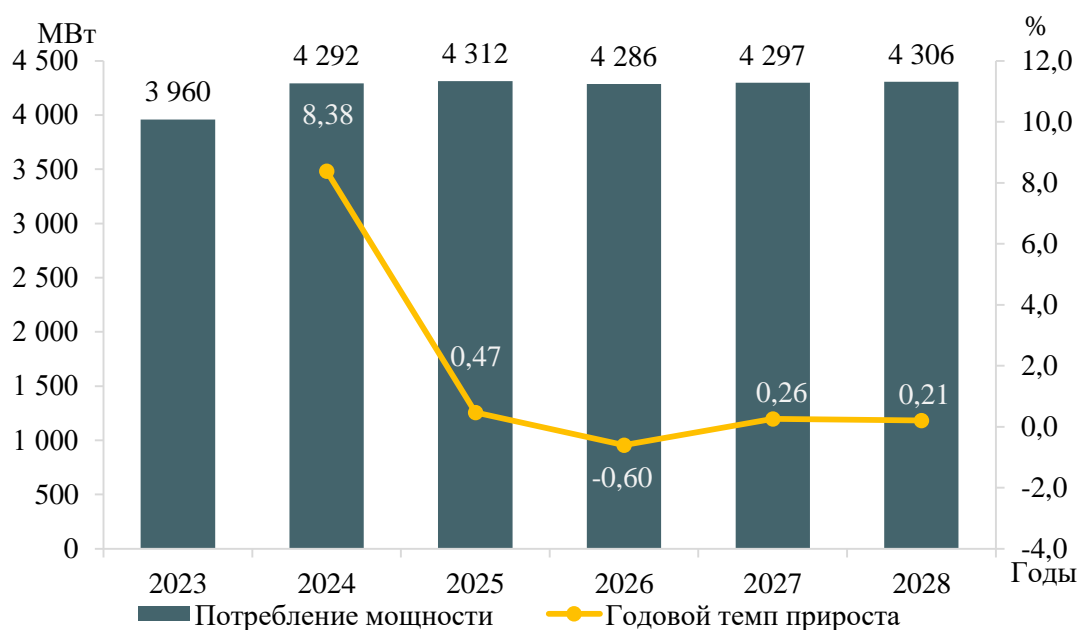


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2028 году составит 8655,0 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	8640,0	8640,0	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0
АЭС	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3556,4	3556,4	3566,4	3571,4	3571,4	3571,4

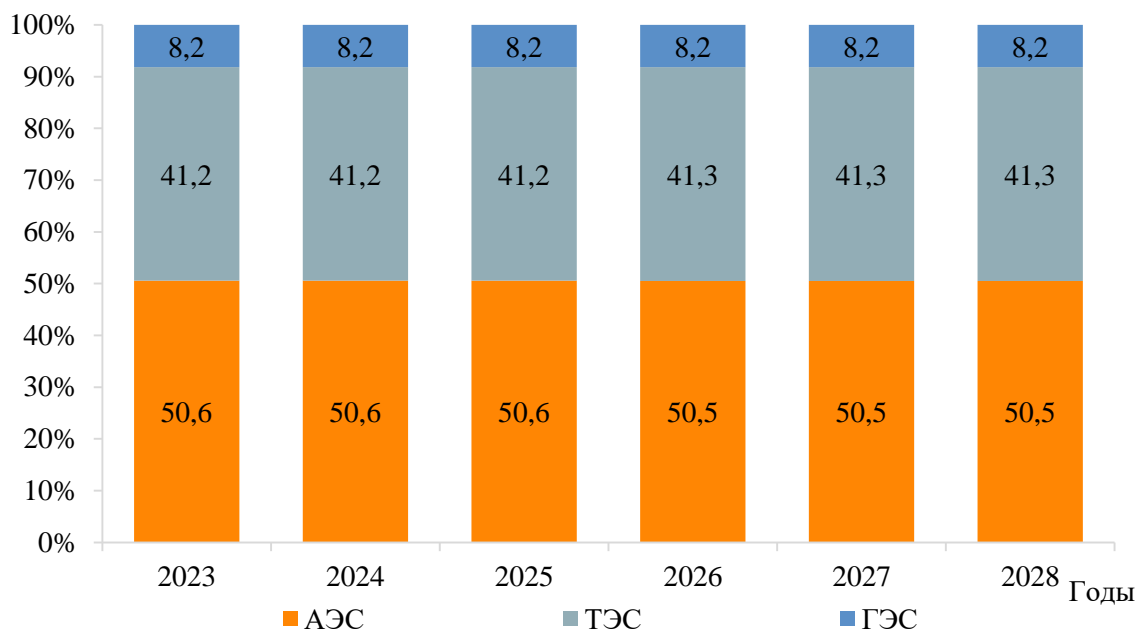


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.



## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы**

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

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

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

В таблице 15 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 Ленинградской области.

Таблица 15 – 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 Ленинградской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Криогаз-Высоцк», ООО «Порт Высоцкий»	ООО «Порт Высоцкий»	–	23,07	
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Олтон Плюс – Покровская ориентировочной протяженностью 4 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Охта Капитал», ООО «Перспектива Девелопмент», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	ООО «Охта Капитал»	–	16	
													ООО «Перспектива Девелопмент»	–	30,5	
3	Строительство ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2) с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Охта Капитал», ООО «Перспектива Девелопмент», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	14,684	
													ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	5,148	
4	Реконструкция ПС 110 кВ Олтон Плюс (ПС 137) с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Балтинвестгруп», ООО «Правобережный», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг» и энергопринимающих устройств ИП	ООО «Охта Капитал»	–	16	
													ООО «Перспектива Девелопмент»	–	30,5	
5	Строительство двух КЛ 110 кВ Слобода – Ковалевская ориентировочной протяженностью 10,3 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	2×10,3	–	–	–	–	–	20,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК «Фондовый ДОМ», «Всеволожское предприятие электрических сетей» (МП «ВПЭС»)	ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	5,148
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	14,684
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	5,148
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	14,684
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	5,148
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	14,684
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	5,148
физ.лицо	–	4,3														
ООО «Балтинвестгруп»	–	4,6														
ООО «Правобережный»	–	3,4														
ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,9														
ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,8														
ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,75														
ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,63														
физ.лицо	–	4,8														
ООО «Теллус-Консалтинг»	4	10														
6	Строительство двух КЛ 110 кВ Слобода – Ковалевская ориентировочной протяженностью 10,3 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	2×10,3	–	–	–	–	20,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК «Фондовый ДОМ», «Всеволожское предприятие электрических сетей» (МП «ВПЭС»)	ООО «Управляющая компания «Фондовый ДОМ» (ООО «УК «Фондовый ДОМ») Д.У. Закрытым комбинированным паевым инвестиционным фондом «Сити Девелопмент»	–	44	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт		
													«Всеволожское предприятие электрических сетей» (МП «ВПЭС»)		4,83076		
6	Строительство ПС 110 кВ Ковалевская с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК «Фондовый ДОМ», «Всеволожское предприятие электрических сетей» (МП «ВПЭС»)	ООО «Управляющая компания «Фондовый ДОМ» (ООО «УК «Фондовый ДОМ») Д.У. Закрытым комбинированным паевым инвестиционным фондом «Сити Девелопмент»	–	44		
													«Всеволожское предприятие электрических сетей» (МП «ВПЭС»)		4,83076		
7	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ручьи – Мега (ВЛ 110 кВ Парголовская-2) и КВЛ 110 кВ Парнас – Ручьи до ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) ориентировочной протяженностью 3,222 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×2,693 (КЛ) 2×0,529 (ВЛ)	–	–	–	–	–	–	5,386 (КЛ) 1,058 (ВЛ)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ «Управление строительства Ленинградской области», ЖСК «Айвазовский», ООО «СЗ «Лигастрой», ООО «ЕВРОИНВЕСТ ДЕВЕЛОПМЕНТ», ООО «Запстрой», ООО «Линкор», ООО «Максима», ООО «Монарх-СПБ», ООО «Мурино 117», ООО «Оникс», ООО «СЗ «Графстрой», ООО «СЗ «Евроинвест Мурино», ООО «СЗ «ЛАВР», ООО «СЗ «Мурино Клуб», ООО «СЗ «Петрострой-Мурино», ООО «СЗ «Самолет ЛО», ООО «СЗ Новаград», ООО «Созидание», ООО «Стройтек», ООО «Янтарь», Фонда защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области	ГКУ «Управление строительства Ленинградской области»	–	0,48429	
														ЖСК «Айвазовский»		–	2,31774
														ООО «СЗ «Лигастрой»		–	2,33
																–	2,33
																–	4,04
														ООО «ЕВРОИНВЕСТ ДЕВЕЛОПМЕНТ»		–	4,897
														ООО «Запстрой»		–	2,06161
														ООО «Линкор»		–	3,72698
																–	1
																–	0,550
																–	2,958
																–	2,115
																–	3,58821
																–	2,37451
														ООО «Монарх-СПБ»		–	1,45
														ООО «Мурино 117»		–	3,51548
														ООО «Оникс»		–	1,76253
														ООО «СЗ «Евроинвест Мурино»		–	2,06159
														ООО «СЗ «Графстрой»		–	4,199
														ООО «СЗ «Евроинвест Мурино»		–	2,76042
ООО «СЗ «ЛАВР»	–	2,19567															
	–	2,05556															
ООО «СЗ «Мурино Клуб»	–	0,56512															
ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	4,31287															
ООО «СЗ «Самолет ЛО»	–	2,26758															
	–	3,01998															
	–	2,48385															
ООО «СЗ Новаград»	–	2,6															

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
														–	2,6
													ООО «Созидание»	–	0,62906
													ООО «Стройтек»	–	3,74922
														–	3,11526
														–	3,98726
													ООО «Янтарь»	–	3,60336
														–	1,63409
													Фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства Ленинградской области	–	2,19954

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
8	Строительство ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ «Управление строительства Ленинградской области», ЖСК «Айвазовский», ООО «СЗ «Лигастрой», ООО «ЕВРОИНВЕСТ ДЕВЕЛОПМЕНТ», ООО «Запстрой», ООО «Линкор», ООО «Максима», ООО «Монарх-СПБ», ООО «Мурино 117», ООО «Оникс», ООО «СЗ «Графстрой», ООО «СЗ «Евроинвест Мурино», ООО «СЗ «ЛАВР», ООО «СЗ «Мурино Клуб», ООО «СЗ «Петрострой-Мурино», ООО «СЗ «Самолет ЛО», ООО «СЗ Новград», ООО «Созидание», ООО «Стройтек», ООО «Янтарь», Фонда защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области	ГКУ «Управление строительства Ленинградской области»	–	0,48429
													ЖСК «Айвазовский»	–	2,31774
													ООО «СЗ «Лигастрой»	–	2,33
														–	–
													–	–	4,04
													ООО «ЕВРОИНВЕСТ ДЕВЕЛОПМЕНТ»	–	4,897
													ООО «Запстрой»	–	2,06161
													ООО «Линкор»	–	3,72698
													ООО «Максима»	–	1
														–	0,550
														–	2,958
														–	2,115
														–	3,58821
														–	2,37451
													ООО «Монарх-СПБ»	–	1,45
													ООО «Мурино 117»	–	3,51548
													ООО «Оникс»	–	1,76253
													ООО «СЗ «Графстрой»	–	2,06159
													ООО «СЗ «Евроинвест Мурино»	–	4,199
													ООО «СЗ «Евроинвест Мурино»	–	2,76042
													ООО «СЗ «ЛАВР»	–	2,19567
														–	2,05556
													ООО «СЗ «Мурино Клуб»	–	0,56512
ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	4,31287													
ООО «СЗ «Самолет ЛО»	–	2,26758													
	–	3,01998													
	–	2,48385													
ООО «СЗ Новград»	–	2,6													
	–	2,6													
ООО «Созидание»	–	0,62906													
	–	3,74922													
ООО «Стройтек»	–	3,11526													
	–	3,98726													
	–	3,60336													
ООО «Янтарь»	–	1,63409													
	–	–													
Фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства Ленинградской области	–	2,19954													

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
9	Строительство двух отпаечных ЛЭП 110 кВ от КВЛ 110 кВ Северная-1 и КВЛ 110 кВ Янинская-5+К-156 к ПС 110 кВ 335 А, ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	2×0,5	–	–	–	–	1	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Балтика Инвест», ООО «Кудрово-Град», ООО «Олтон-Девелопмент», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг»	ООО «Балтика Инвест»	–	4,95	
													ООО «Кудрово-Град»	–	4,999	
													ООО «Олтон-Девелопмент»	–	8,5	
													ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	17	
													ООО «Теллус-Консалтинг»	–	4,7	
10	Строительство ПС 110 кВ 335 А с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Балтика Инвест», ООО «Кудрово-Град», ООО «Олтон-Девелопмент», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг»	ООО «Балтика Инвест»	–	4,95	
													ООО «Кудрово-Град»	–	4,999	
													ООО «Олтон-Девелопмент»	–	8,5	
													ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	17	
													ООО «Теллус-Консалтинг»	–	4,7	
11	Строительство ПС 110 кВ Императорская с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1», ООО «Селект Энерджи», ООО «СК Русь»	ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1»	–	4	
													ООО «Селект Энерджи»	–	4,999	
													ООО «СК Русь»	–	1,542	
12	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Балтийская-2 (ВЛ 110 кВ Гатчинская – Институт с отпайкой на ПС Промзона-1) на ПС 110 кВ Императорская, ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1», ООО «Селект Энерджи», ООО «СК Русь»	ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1»	–	4	
													ООО «Селект Энерджи»	–	4,999	
													ООО «СК Русь»	–	1,542	
13	Строительство новой ПС 110 кВ Приморский УПК с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×125	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Приморский УПК»	ООО «Приморский УПК»	–	140	
		АО «ЛОЭСК»	110	Мвар	–	40	–	–	–	–	–					40
14	Строительство двух ЛЭП 110 кВ от ПС 400 кВ Выборгская до ПС 110 кВ Приморский УПК ориентировочной протяженностью 47,5 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×47,5	–	–	–	–	–	95	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Приморский УПК»	ООО «Приморский УПК»	–	140	
15	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125					
16	Строительство ПС 110 кВ Порошкино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Энергоинвест»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ольгино», ООО «Петербургская финансовая компания», ООО «РАС», ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	ООО «Ольгино»	–	4,941	
													ООО «Ольгино»	–	4,941	
													ООО «Ольгино»	–	4,968	
													ООО «Петербургская финансовая компания»	–	1,4	
													ООО «РАС»	–	3,6	
17	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Парнас – Порошкино ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая	ООО «Энергоинвест»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ольгино», ООО «Петербургская финансовая компания», ООО «РАС», ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	3,955	
													ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	4,448	
													ООО «Ольгино»	–	4,941	
													ООО «Ольгино»	–	4,941	
														ООО «Ольгино»	–	4,968

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
													ООО «Петербургская финансовая компания»	–	1,4
													ООО «РАС»	–	3,6
													ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	4,061
													ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	3,955
													ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	4,448
18	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью по 400 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	330	МВА	4×400	–	–	–	–	–	1600	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
													ООО «РусХимАльянс»	–	362
19	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва № 1 и ВЛ 330 кВ Копорская – Нарва № 1	ПАО «Россети»	330	км	2×16,9	–	–	–	–	–	33,8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
													ООО «РусХимАльянс»	–	362
20	Строительство ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва № 2, ориентировочной протяженностью 35 км	ПАО «Россети»	330	км	35	–	–	–	–	–	35	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
													ООО «РусХимАльянс»	–	362
21	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ от ПС 330 кВ Нарва до РП 110 кВ ГПК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	110	км	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
22	Строительство четырех трансформаторной ГПП 110 кВ № 1 ГХК и четырех трансформаторной ГПП 110 кВ № 2 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
													ООО «РусХимАльянс»	–	362
23	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-1 ГХК и четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-2 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	110	км	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	433
													ООО «РусХимАльянс»	–	362
24	Строительство ПС 110 кВ Лесное с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей	ООО «СЕВЗАПСТРОЙ-ИНВЕСТ»	–	49
25	Строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 330 кВ Зеленогорск до ПС 110 кВ Лесное ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	30	–	–	–	–	30	ООО «СЕВЗАПСТРОЙИНВЕСТ»			
26	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 БХК с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «БХК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей	ООО «Балтийский Химический Комплекс»	–	40
27	Строительство ответвлений ВЛ 110 кВ на РП 110 кВ ГПП-3 БХК	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×1,93	–	–	–	–	–	3,86	ООО «Балтийский Химический Комплекс»			
28	Строительство РП 110 кВ	ООО «БХК»	110	х	х	–	–	–	–	–	х				
29	Строительство ММПС-1 110 кВ с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «РусХимАльянс»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис»	ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис»	–	46,467

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
30	Строительство ММПС-2 110 кВ с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «РусХимАльянс»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис»			
31	Строительство одной ЛЭП 110 кВ отпайкой от КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт II цепь (КВЛ 110 кВ Порт-1) до ММПС-1 110 кВ с образованием КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт II цепь с отпайкой на ММПС-1 110 кВ, ориентировочной протяженностью 0,2 км	ООО «РусХимАльянс»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис»			
32	Строительство одной ЛЭП 110 кВ отпайкой от КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь с отпайкой на ПС Куземкино до ММПС-2 110 кВ с образованием КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис»			
33	Реконструкция ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с установкой третьего трансформаторов 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	–	42
34	Реконструкция ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) с установкой третьего трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25				
35	Установка на ПС 110 кВ Порт (ПС 549) ММПС с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РусХимАльянс»	ООО «РусХимАльянс»	–	10
36	Строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Порт (ПС 549) до ММПС 110 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	х		ООО «РусХимАльянс»	–	15
37	Установка на ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) ММПС с одним трансформатором 110/35 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РусХимАльянс»	ООО «РусХимАльянс»	–	16
38	Строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) до ММПС 110 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
39	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) – Петродворец (ПС 197) на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО «СевНИИГиМ»	ЗАО «СевНИИГиМ»	–	76
40	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) – Большевик (ПС 395) на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8				
41	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) – Русско-Высоцкая (ПС 153) на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	1				
42	Строительство двух одноцепных заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино (ПС 502) – Встреча (ПС 316) на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	1				



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

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, отсутствуют.

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

На основании проведенного анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 16).

Таблица 16 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

## **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 Ленинградской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по Ленинградской области оценивается в 2028 году в объеме 28305 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,72 %.

Максимум потребления мощности Ленинградской области к 2028 году увеличится и составит 4306 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,86 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности как в целом по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, так и по Ленинградской области, прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления новых жилых комплексов и кварталов, развитием сферы услуг; вводом новых потребителей химического и газоперерабатывающего производств.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5819–6251 час/год, аналогичный показатель по Ленинградской области прогнозируется в диапазоне 5933–6573 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2028 году составит 8655,0 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 273,604 км, трансформаторной мощности 3032 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, территория Ленинградской области												
Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-20/0961-В-562	-	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		2	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		3	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		4	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
Установленная мощность, всего		-	-		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	
Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-20/0961-В-562	-	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		2	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		3	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		4	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
Установленная мощность, всего		-	-		122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	
Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-91-ВБ-800	-	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		3	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		4	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-20/811-В-742	-	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		2	ПЛ-20/811-В-742		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		3	ПЛ-90-ВБ-740		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		4	ПЛ-90-ВБ-740		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		-	-		99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-495-ВБ-660	-	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		2	ПЛ-495-ВБ-660		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		3	ПЛ-495-ВБ-660		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
Установленная мощность, всего		-	-		124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	
Волховская ГЭС (ГЭС-6)	ПАО «ТГК-1»											
		1	РО 15/883-В-455	-	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		5	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		6	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	
Тихвинская ТЭЦ	АО «Тихвинский вагоностроительный завод»											
		2	Wartsila 18V50SG	Газ	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
		4	Wartsila 18V50SG		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
		6	Wartsila 18V50SG		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
Установленная мощность, всего		-	-		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					Установленная мощность (МВт)							
БиоТЭС Вирео Энерджи	ООО «Вирео Энерджи»	1	Caterpillar CG 170-12	Свалочный газ								
					1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
					2	Caterpillar CG 170-12	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Установленная мощность, всего					2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
ТЭЦ КНАУФ ПЕТРОБОРД	АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	1	P-12-3,4/0,5-1	Газ, мазут								
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					Установленная мощность, всего					12,0	12,0	12,0
Всеволожская ГТ ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	1	ГТ-009	Газ								
					9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
					2	ГТ-009	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Установленная мощность, всего					18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ РУСАЛ Бокситогорск	АО «РУСАЛ Бокситогорск»	1	ДК-20-120	Газ, мазут								
					10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
					2	ДК-20-120	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
					3	ПР6 35/15/5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Установленная мощность, всего					24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ Сясьский ЦБК	ОАО «Сясьский ЦБК»	3	ПР-6-35/10/1.2	Газ, мазут								
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					4	Р-8,4-35/5м	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
					5	Р-8,4-35/5м	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Установленная мощность, всего					22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	
ТЭЦ Фосфорит	ООО Промышленная группа «Фосфорит»	3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	Высокотемпературные уходящие газы от сжигания серы в								
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					4	ПТ-25/30-3,6/1,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Установленная мощность, всего					44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	
Волховская ТЭЦ	АО «ЛОТЭК»	1	Р-6-35/5М1	Газ, мазут								
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
					2	Р-6-35/5М1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ БС «Сосновоборская»	ФГУП «НИТИ имени А.П. Александрова»	1	ТГ-25,6-2В3.1	Газ								
					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
ТЭЦ СЛАНЦЫ	ООО «СЛАНЦЫ»	5	АТ-25-2	Газ, смолопродукт								
					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
ТЭЦ Пикалёвского глинозёмного завода	ООО «Пикалёвский глинозёмный завод»	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут								
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					2	ПТ-30/35-3,4/1	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
					3	ПР-12-90/15/7	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
					4	ПР-12-90/15/7	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
					5	ПР-12-90/15/7	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего					78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	



Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ-3 Светогорского ЦБК	НПАО «Светогорский ЦБК»	1	P-12-35/5	Газ, мазут									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
					2	P-12-35/5 М	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
					3	P-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					4	P-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					ГТ-1	GTE-25U	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0		
ТЭЦ-4 Светогорского ЦБК	НПАО «Светогорский ЦБК»	1	P-12-35/5	Газ, мазут									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
					2	P-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	ПАО «ТГК-1»												
		1	T-100/120-130	Газ, мазут	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		2	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		3	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		4	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
		5	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0		
Ленинградская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	3	РБМК-1000	Ядерное топливо									
					1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0		
					4	РБМК-1000	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
					5	ВВЭР	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	
					6	ВВЭР	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8		
Киришская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»												
		1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут	50,0	50,0	50,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Модернизация в 2025 г.	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2023 г.	
		3	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2026 г.	
		5	P-40-130/13		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0		
		1	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		2	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		3	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		4	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		5	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		6	ПГУ		795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0		
Установленная мощность, всего		–	–		–	2555,0	2560,0	2560,0	2570,0	2575,0	2575,0	2575,0	
ТЭС ООО «Нокиан Тайерс»	ООО «Нокиан Тайерс»	ГПУ №1	JGS 620 GS-N.LC		Газ								
				3,0		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
				ГПУ №2		JGS 620 GS-N.LC	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
				ГПУ №3		JGS 620 GS-N.LC	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
				ГПУ №4		JGS 620 GS-N.LC	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ АО «ЕвроХим-Северо-Запад»	АО «ЕвроХим-Северо-Запад»	5	П-12-4,7/0,8/0,4	Пар от производства аммиака									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение 01.08.2022	
Установленная мощность, всего		–	–	–		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение 01.08.2022	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					Установленная мощность (МВт)								
ЭСН КС Портовая	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»			Газ									
		1	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		7	Звезда-ГП-1500БК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
УТЭЦ ВФ АО Апатит	АО «Апатит»			Пар от сернокислого производства									
		1	SST-400			30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	Ввод в эксплуатацию 21.06.2022
		ГПУ-1	Caterpillar G3520H			2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Присоединение 01.10.2022
		ГПУ-2	Caterpillar G3520H			2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Присоединение 01.10.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–		35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5		
ГПТЭС ООО «Петербургцемент»	ООО «Петербургцемент»			Газ									
		ГПА 1	W20V34SG			9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	Ввод в эксплуатацию 09.09.2022
		ГПА 2	W20V34SG			7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	Ввод в эксплуатацию 09.09.2022
		ГПА 3	W16V34SG			7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	Ввод в эксплуатацию 09.09.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–		25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2		

## 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 Ленинградской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	103,43	103,43

**Примечания**

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

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