

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание энергосистемы	6
1.1 Основные внешние электрические связи	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	7
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	7
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	10
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	11
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	11
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	11
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	11
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	15
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	15
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	15
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	15

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	17
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	17
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	19
3.3	Прогноз потребления мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	21
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
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 Кировской области	23
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	25
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	27
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	29
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	30
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	31
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	32
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	33
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	34
	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.....	35

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Кировской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ и обслуживает территорию Кировской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Пермское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Кировской области;

– филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Кировэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Кировской области;

– АО «Горэлектросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Кировской области;

– ОАО «Коммунэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Кировской области;

– структурные подразделения филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Северная и Горьковская дирекции по энергообеспечению.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Кировской области связана с энергосистемами:

– Удмуртской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 3 шт.;

– Пермского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Коми (Филиал АО «СО ЕЭС» Коми РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Нижегородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Марий Эл (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Кировской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	135,2
Более 50 МВт	
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»	94,7
ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк»	86,9
Филиал «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Кирово-Чепецк	82,4
Более 10 МВт	
АО «Транснефть-Верхняя Волга» и АО «Транснефть-Прикамье»	34,4
АО «Завод «Сельмаш»	22,4
АО «ОМЗ»	21,5
АО «ЛЕПСЕ»	16,4
АО «КЗОЦМ»	13,7
ООО «Вятский фанерный комбинат»	13,2
Обособленное подразделение АО «НИИР» Кировский шинный завод и ООО «ПК «Киров Тайр»	10,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кировской области на 01.01.2024 составила 963,3 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Кировской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	963,3	–	–	–	–	963,3
ТЭС	963,3	–	–	–	–	963,3

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Кировской области в 2023 году составило 4400,9 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	4309,1	4113,2	4544,7	4132,5	4400,9
ТЭС	4309,1	4113,2	4544,7	4132,5	4400,9

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кировской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7154	6989	7302	7300	7348
Годовой темп прироста, %	-2,01	-2,31	4,48	-0,03	0,66
Максимум потребления мощности, МВт	1152	1147	1166	1156	1210
Годовой темп прироста, %	-0,60	-0,43	1,66	-0,86	4,67
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6210	6092	6262	6315	6073
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 11:00	14.12 11:00	14.01 09:00	05.12 10:00	11.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,7	-13,5	-21,8	-20,5	-21,1

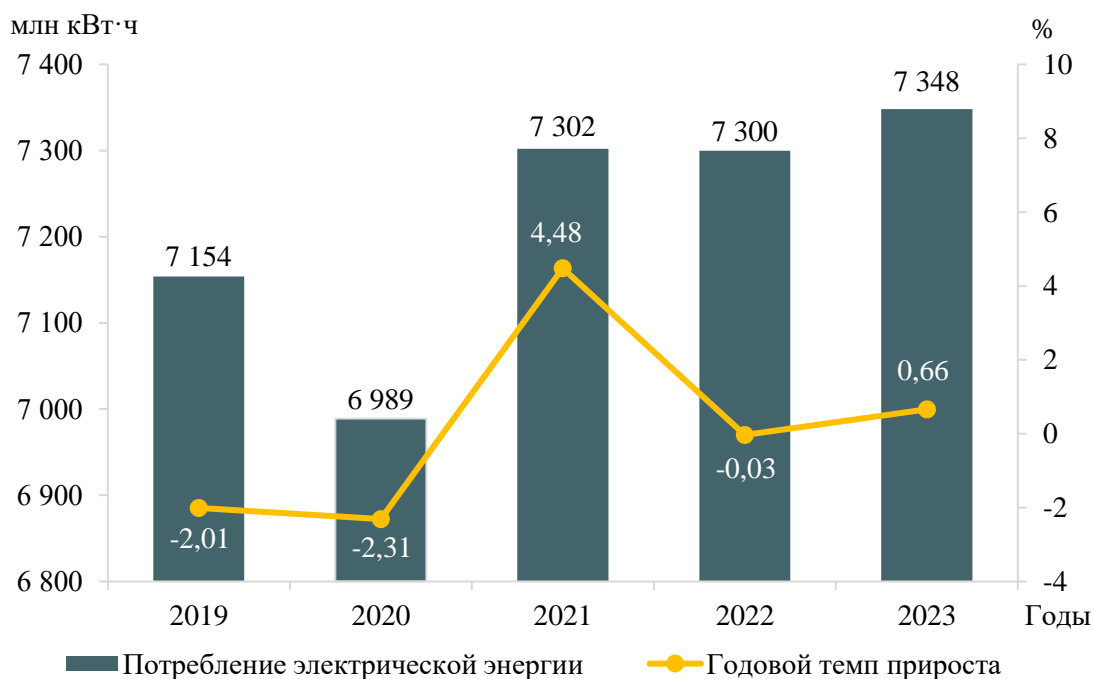


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста

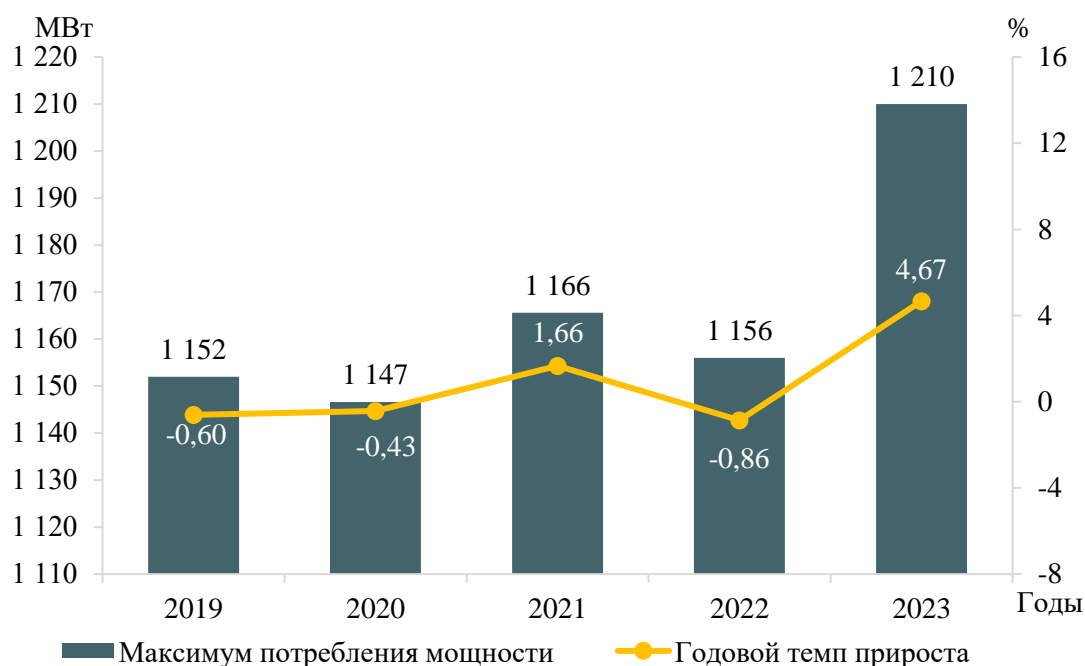


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кировской области увеличилось на 47 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7348 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,13 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,48 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,31 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области вырос на 51 МВт и составил 1210 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,86 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,67 % в 2023 году, наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило 0,86 %, что было обусловлено снижением потребления мощности железнодорожным транспортом.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области был зафиксирован в 1991 году в размере 1900 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленными тенденциями потребления в химическом производстве;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения максимального потребления мощности.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Киров – Урванцево. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 I цепь на ПС 110 кВ Урванцево с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Киров – Урванцево и ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Урванцево	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	0,03 км
2	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП III цепь	ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк»	2019	5,3 км
3	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП IV цепь	ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк»	2019	5,3 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Урванцево	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	40 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Фаленки (тяговая)	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
3	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Яранск	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×5,4 МВА
4	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Ацвеж	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Лянгасово	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
6	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Котельнич	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Белая Холуница	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	16 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ОЦМ	АО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	2023	40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

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

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-1,8
	19.06.2019	18,6
2020	16.12.2020	-8,2
	17.06.2020	17,6
2021	15.12.2021	-5,2
	16.06.2021	21,0
2022	21.12.2022	-14,9
	15.06.2022	20,9
2023	20.12.2023	0,0
	21.06.2023	9,9

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

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Беляево в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Беляево	110	Т-1	ТДН-10000/110	110	10	1982	63	4,35	4,80	5,81	6,75	7,57	2,87	3,15	3,98	3,47	4,19	1,1
		10			10														
		110	Т-2	ТДН-10000/110	110	10	1981	75	7,04	7,16	7,75	9,23	7,63	3,89	4,06	4,71	5,58	6,27	
		10			10														

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Беляево	Т-1	ТДН-10000/110	1982	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1981	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Беляево	2022 / зима	15,98	ПС 110 кВ Беляево	ТУ для ТП менее 670 кВт (340 шт.)			2024	5,863	0,277	0,23–0,4	0,559	16,58	16,58	16,58	16,58	16,58	16,58

ПС 110 кВ Беляево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 15,98 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 33,2 %.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-14,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,1 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора при отключении одного из трансформаторов составляет 14,88 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 23,98 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,863 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,277 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,6 МВА). Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,98 + 0,6 + 0 - 1,1 = 15,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,1 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Беляево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 29 % (без ТП превышение до 23,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Беляево ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Беляево расчетный объем ГАО составит 3,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на

трансформаторы мощностью не менее 15,48 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 существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

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

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

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Мурыгино с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	2×16 МВА	Этап I – 2026 Этап II – 2027	ПАО «Россети Центр и Приволжье»

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности

технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Кировской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Реконструкция сталеплавильного комплекса	АО «ОМЗ»	19,2	30,7	110	2024	ПС 220 кВ Омутнинск
2	ООО КЧЗ «Агрохимикат» (увеличение объема присоединенной мощности, повышение надежности схемы электроснабжения)	ООО КЧЗ «Агрохимикат»	0,0	13,0	10	2024	ПС 110 кВ Кристалл

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кировской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кировской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7598	7553	7664	7737	7831	7883	7957
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-45	111	73	94	52	74
Годовой темп прироста, %	–	-0,59	1,47	0,95	1,21	0,66	0,94

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кировской области прогнозируется на уровне 7957 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,14 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 111 млн кВт·ч или 1,47 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и имеет отрицательное значение 45 млн кВт·ч или 0,59 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста

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

- увеличением потребления на действующих промышленных предприятиях, наибольший прирост ожидается в металлургическом и химическом производствах;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1192	1218	1231	1239	1248	1256	1265
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	13	8	9	8	9
Годовой темп прироста, %	–	2,18	1,07	0,65	0,73	0,64	0,72
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6374	6201	6226	6245	6275	6276	6290

Максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1265 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,64 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 26 МВт или 2,18 %, значимую долю которого составит ввод новых мощностей АО «Омутнинский металлургический завод» и ООО «КЧЗ «Агрохимикат»; в 2027 и 2029 годах ожидается наименьший годовой прирост мощности по 8 МВт или 0,65 % и 0,64 % соответственно.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6290 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

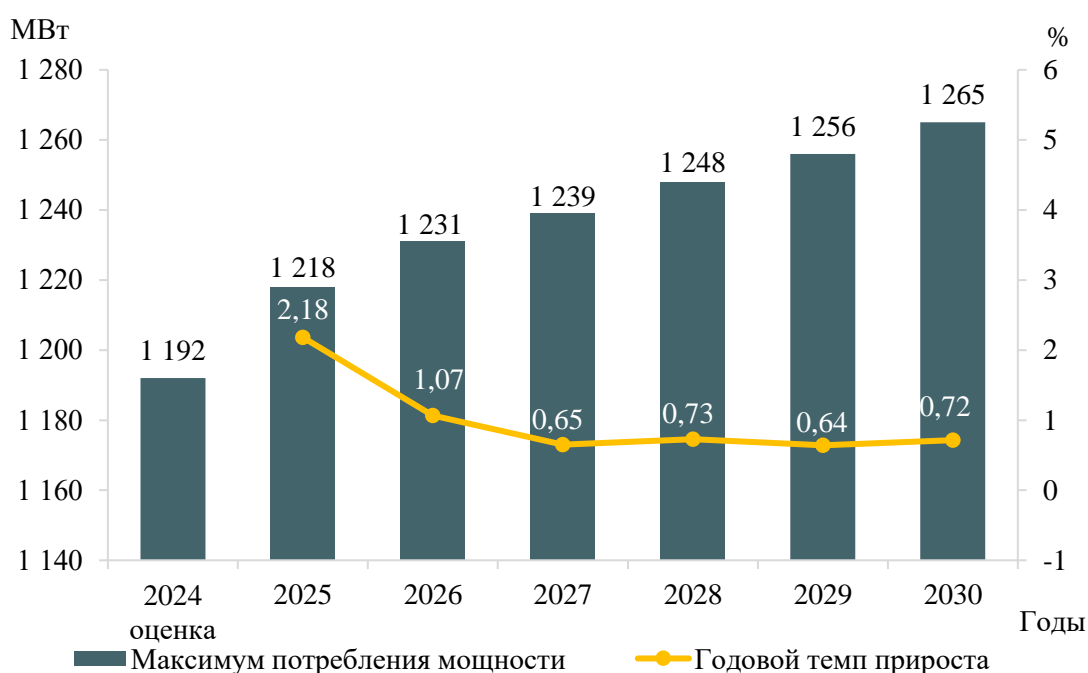


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Кировской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Кировской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кировской области к 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 963,3 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кировской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Кировской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кировской области представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Кировской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3
ТЭС	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3

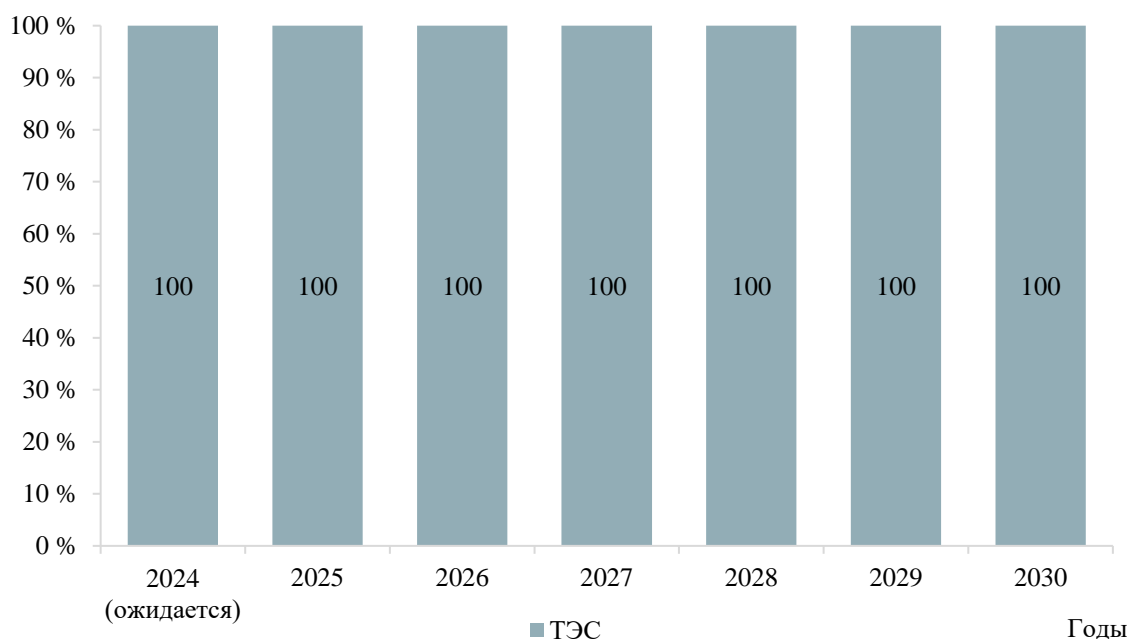


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кировской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Кировской 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 Кировской области

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Кировской области.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Кировской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Реконструкция ПС 110 кВ ОМЗ с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ОМЗ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОМЗ»	АО «ОМЗ»	19,2	30,7

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 17.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Строительство ПС 110 кВ Мурыгино с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	1×16	1×16	–	–	–	32	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Беляево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 28@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 21.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет.

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Кировской области по годам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Кировской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	4	135	224	538	0	0	0	901

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Кировской области реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, включенные в схему и программу развития электроэнергетических систем России, в полном объеме включены в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Кировской области оценивается в 2030 году в объеме 7957 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,14 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кировской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1265 МВт при среднегодовом темпе прироста – 0,64 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кировской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6201–6290 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Кировской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кировской области в 2030 году составит 963,3 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Кировской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Кировской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 127 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Кировской области														
Кировская ТЭЦ-1	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут										
		2	ПР-5-3,4/1,7/1,0		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3	Р-5,3-32/3		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3		
Кировская ТЭЦ-3	ПАО «Т Плюс»			Газ										
		1	ПГУ		236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0		
Кировская ТЭЦ-4	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут, торф, уголь бурый и кузнецкий										
		2	Тп-65/75-12,8		68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	
		3	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-120/130-130-8МО		125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	243,0	243,0	243,0	243,0	243,0	243,0	243,0	243,0		
Кировская ТЭЦ-5	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут, уголь кузнецкий										
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	Т-185/220-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
		3	Т-185/220-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0		
ТЭЦ ОМЗ	АО «Омутнинский металлургический завод»			Газ										
		1	ПР-6-35/10/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АП-4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
Мини ТЭС НТПН	ООО «НТПН»			Газ										
		1	TCG2020 V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	TCG2020 V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	TCG2020 V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	TCG2020 V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
ТЭЦ МУП «КТС»	МУП «КТС»			Газ										
		1	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Кировской области	Кировская область	Реконструкция ПС 110 кВ Беляево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	245,73	245,73
					110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
2	Кировской области	Кировская область	Строительство ПС 110 кВ Мурыгино с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	2026	Реновация основных фондов	667,63	655,29
				ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	–	1×16	–	–	–	–	16			

Примечания

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

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