

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	21
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	21
2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская .....	21
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.....	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	23
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 .....	41
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	41
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	42
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	42
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 .....	48
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	49
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	49
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	52
3.3	Прогноз потребления мощности.....	53
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	54
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	56
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	56
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 Новосибирской области.....	57
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	66
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 .....	68
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	70
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	71
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	73
7.1	Основные подходы .....	73
7.2	Исходные допущения.....	74
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	77
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	78
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	79
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>81</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>82</b>

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	83
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.....	85

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПФО	–	Приволжский федеральный округ
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭ	–	электрическая энергия
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Новосибирской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Новосибирской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– АО «Электромагистраль» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 220 кВ на территории Новосибирской области;

– АО «Региональные электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Новосибирской области.

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Новосибирской области связана с энергосистемами:

– Кемеровской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт. (каждая из которых пересекает границу Республики Казахстан), ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Новосибирской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	277,0
Более 50 МВт	
Филиал ООО «Эл 6» г. Новосибирск	79,0
Тепличные комбинаты (ООО ТК «Толмачёвский», ООО ТК «Новосибирский», ООО ТК «Обской»)	65,0
Более 10 МВт	
АО «Искитимцемент»	31,0
МУП г. Новосибирска «Горводоканал»	31,0
ООО «НТСК»	29,0
ФКП «Анозит»	21,0
АО «НСЗ»	15,0
АО «Аэропорт Толмачево»	14,0
ПАО «НЗХК»	14,0
Филиал ПАО «ОАК»-НАЗ им. В.П. Чкалова	14,0
АО «Разрез Колыванский»	13,0
АО «РИД Групп-Новосибирск»	11,0
ООО «Сады Гиганта»	11,0
АО «Транснефть – Западная Сибирь»	10,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области на 01.01.2025 составила 3027,6 МВт, в том числе: ГЭС – 490,0 МВт, ТЭС – 2537,6 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	3027,6	–	–	–	–	3027,6
ГЭС	490,0	–	–	–	–	490,0
ТЭС	2537,6	–	–	–	–	2537,6

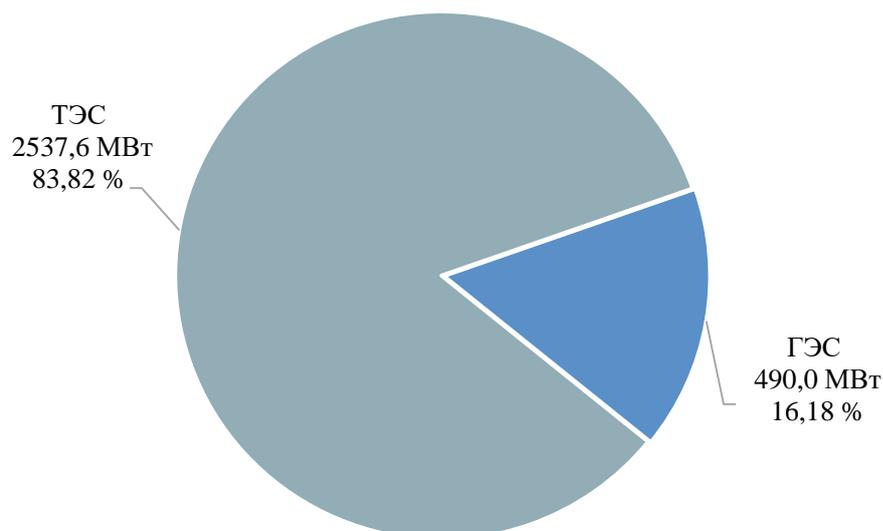


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области по состоянию на 01.01.2025

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в 2024 году составило 14611,2 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 2353,7 млн кВт·ч, ТЭС – 12257,4 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Новосибирской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	12361,7	12791,0	14418,7	13981,1	14611,2
ГЭС	2265,8	2005,7	1753,0	2177,2	2353,7
ТЭС	10096,0	10785,3	12665,7	11803,9	12257,4

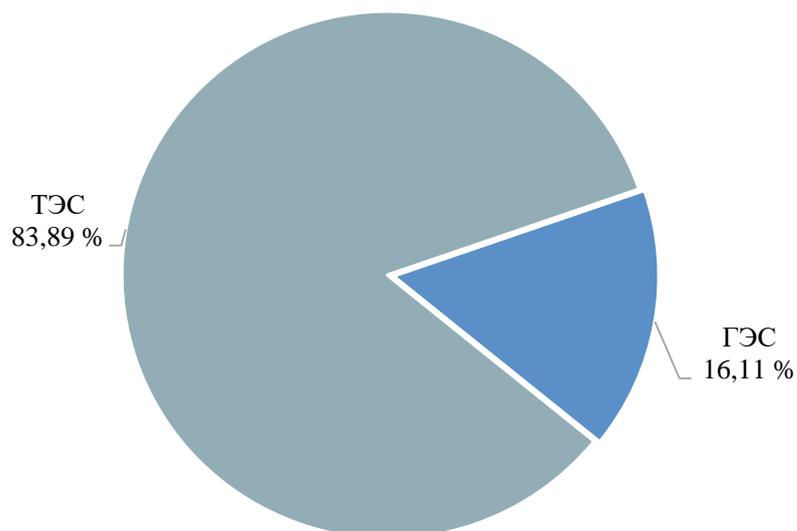


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15963	17095	17326	17423	18094
Годовой темп прироста, %	-2,55	7,09	1,35	0,56	3,85
Максимум потребления мощности, МВт	2887	2974	3013	3157	3090
Годовой темп прироста, %	-0,52	3,01	1,31	4,78	-2,12
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5530	5748	5750	5519	5856
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.12 07:00	26.01 07:00	09.12 07:00	13.12 07:00	20.02 06:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-30,7	-29,8	-20,7	-30,3	-25,2

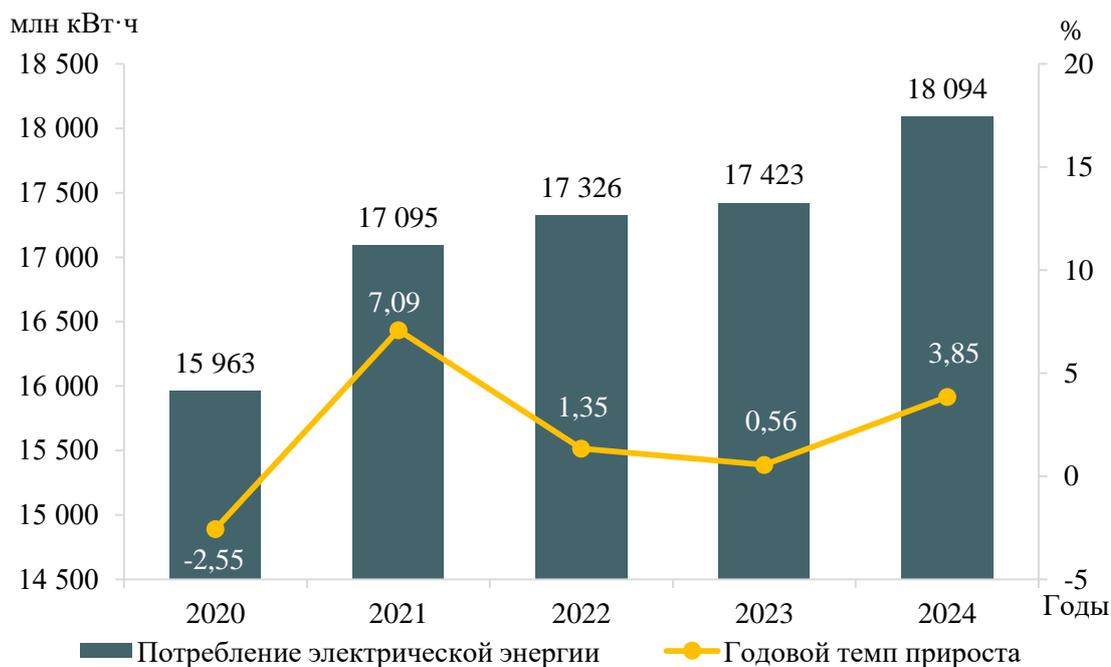


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

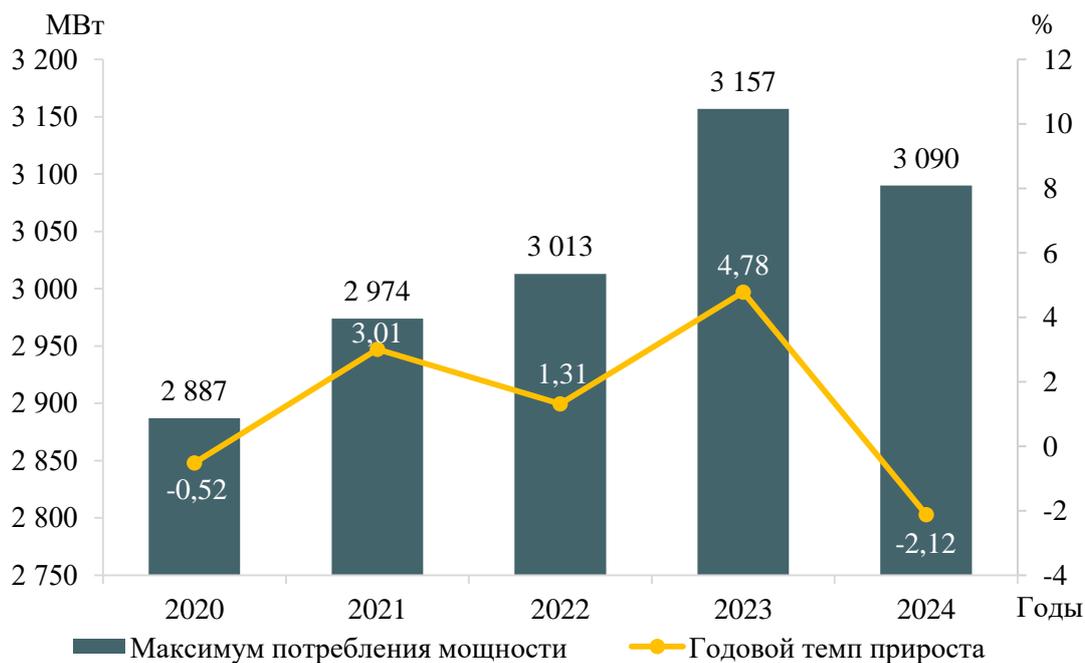


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области увеличилось на 1713 млн кВт·ч и составило в 2024 году 18094 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,01 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 7,09 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,55 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области увеличился на 188 МВт и составил 3090 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,26 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 4,78 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 2,12 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области был зафиксирован в 2023 году в размере 3157 МВт.

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

– введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;

– разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;

– увеличением потребления в сфере услуг и населением;

– ростом потребления в строительстве.

### 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 Новосибирской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Новосибирской 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	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,08755 км	АО «РЭС»	2020	9,08755 км
2	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная I цепь с отпайкой на ПС Светлая (К-9) протяженностью 4,99 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2020	4,99 км
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная II цепь с отпайками (К-10) протяженностью 4,99 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2020	4,99 км
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Полярная – Биаза (3-40) на ПС 110 кВ Верх-Тарская протяженностью 37,1 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Биаза – Верх-Тарская и ВЛ 110 кВ Верх-Тарская – Полярная	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	2×37,1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Лазурная с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,08755 км	АО «РЭС»	2021	9,08755 км
6	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская I цепь с отпайками (Ю-5) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,93 км
7	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская II цепь с отпайками (Ю-6) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,93 км
8	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Горская (К-30) с заменой кабеля протяженностью 1,03 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	1,03 км
9	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тепловая (К-29) с заменой провода протяженностью 0,645 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,645 км
10	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ ПП Библиотечный – Горская (К-32) с заменой опор и кабеля протяженностью 0,486 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,486 км
11	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская протяженностью 0,667 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,667 км
12	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Кировская протяженностью 0,667 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,667 км
13	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная с заменой провода на кабель протяженностью 0,597 км с увеличением пропускной способности	АО «Электромагистраль»	2021	0,597 км
14	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Текстильная – Аэропорт I цепь (А-1) до ПС 110 кВ Новопорт протяженностью 0,148 км	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	0,148 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Текстильная – Аэропорт II цепь (А-2) до ПС 110 кВ Новопорт протяженностью 0,148 км	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	0,148 км
16	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Евсино I цепь с отпайкой на ПС Гранит (Ю-11 Посевная – Евсино) в пролетах опор № 108 – № 108/1 протяженностью 0,09 км	АО «РЭС»	2023	0,09 км
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Евсино I цепь с отпайкой на ПС Гранит (Ю-11 Посевная – Евсино) в пролетах опор № 113 – № 1113/1 протяженностью 0,105 км	АО «РЭС»	2023	0,105 км
18	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Дорогино II цепь (Ю-12 Посевная – Дорогино) в пролетах опор № 108 – № 108/1 протяженностью 0,09 км	АО «РЭС»	2023	0,09 км
19	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Дорогино II цепь (Ю-12 Посевная – Дорогино) в пролетах опор № 113 – № 1113/1 протяженностью 0,105 км	АО «РЭС»	2023	0,105 км
20	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Тулинская – Дружная с отпайкой на ПС Строительная (257) протяженностью 0,05 км	АО «Электромагистраль»	2023	0,05 км
21	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Заря – Правобережная (236) до ПС 220 кВ Родники протяженностью 0,262 км	ООО «Энергоресурс»	2024	0,262 км
22	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Отрадная (237) до ПС 220 кВ Родники протяженностью 0,245 км	ООО «Энергоресурс»	2024	0,245 км
23	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I цепь (К-15) до ПС 110 кВ Залив протяженностью 11,44697 км	АО «РЭС»	2024	11,44697 км
24	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская II цепь (К-16) до ПС 110 кВ Залив протяженностью 11,44655 км	АО «РЭС»	2024	11,44655 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	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2020	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Барлак с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2020	16 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Волочаевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×25 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Горская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×40 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ельцовская (Н) с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2020	40 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Животновод с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2020	25 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Забулга с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2020	10 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «РЭС»	2020	63 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Инья-Восточная с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Колывань с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2020	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная Поляна с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2020	40 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная (Н) с заменой трансформаторов 1Т 110/10/6 кВ и 2Т 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×63 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Татарская с установкой второго трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2020	40 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 15 МВА	ОАО «РЖД»	2020	15 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2021	16 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барлак с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2021	16 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барышевская с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2021	40 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Верх-Гарская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	2×10 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА
22	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Инская тяг. с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2021	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2021	16 МВА
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Обь с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
25	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чемская с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
26	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Черепаново тяг. с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА
27	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Отрадная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДВЭУК-ЕНЭС»	2021	63 МВА
28	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Новопорт с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	2×25 МВА
29	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барышевская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2022	40 МВА
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
31	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Коченево с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
32	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Оловозаводская с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «РЭС»	2022	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
33	110 кВ	Реконструкция Новосибирской ТЭЦ-2 с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 63 МВА и 80 МВА на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «СИБЭКО»	2022	2×63 МВА
34	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тулинская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2022	40 МВА
35	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тулинская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Электромагистраль»	2023	63 МВА
36	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ересная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2023	2×40 МВА
37	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Искитимская с заменой трансформаторов Т-3 110/3 кВ и Т-4 110/3 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2023	2×40 МВА
38	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Коченево с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2023	40 МВА
39	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Родники с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Энергоресурс»	2024	2×25 МВА
40	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	2024	2×25 МВА
41	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чик с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2024	40 МВА
42	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Березовская с заменой трансформаторов 1Т-16 110/35/10 кВ и 2Т-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	2024	2×16 МВА
43	110 кВ	Демонтаж на ПС 110 кВ Гривенская трансформатора 2Т-2,5 мощностью 2,5 МВА	АО «РЭС»	2024	2,5 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
44	110 кВ	Демонтаж на ПС 110 кВ Комарье трансформатора 2Т-2,5 мощностью 2,5 МВА	АО «РЭС»	2024	2,5 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 Новосибирской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская.

2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме <sup>1)</sup> , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками, переток активной мощности в КС «Краснополянская – Торсьма» превышает МДП на величину до 41 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками <sup>2), 3)</sup>	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками <sup>2), 3)</sup>
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме <sup>1)</sup> , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками и ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, переток активной мощности в КС «Барышевское» превышает МДП на величину до 37 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 37 МВт	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками <sup>3)</sup>	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками <sup>3)</sup>

**Примечания**

1 <sup>1)</sup> Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2 <sup>2)</sup> Мероприятие выполняется на территории Кемеровской области – Кузбасса.

3 <sup>3)</sup> Мероприятия реализованы в объеме установки шкафов АОПО. Требуется реализация мероприятий в части организации каналов ПА.

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С			
		Энергосистема Новосибирской области	Энергорайон «Приём в Новосибирский узел»	Энергорайон «Отрадный»	Энергорайон «Южный без Эл 6 Новосибирск»
2020	16.12.2020	-13,7	-13,7	-13,7	-13,0
	17.06.2020	18,0	18,0	18,0	18,8
2021	15.12.2021	-14,6	-14,6	-14,6	-14,3
	16.06.2021	23,5	23,5	23,5	24,6
2022	21.12.2022	-9,4	-9,4	-9,4	-8,5
	15.06.2022	18,3	18,3	18,3	18,9
2023	20.12.2023	-6,6	-6,6	-6,6	-6,4
	21.06.2023	16,5	16,5	16,5	16,8
2024	18.12.2024	-12,5	-12,5	-12,5	-12,3
	19.06.2024	14,7	14,7	14,7	14,8

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 ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

#### 2.2.1.1 АО «РЭС»

Рассмотрены предложения АО «РЭС» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Барлак	110/10	1Т	115/10,5	16	5,49	5,85	6,51	5,28	5,69	–	3,49	5,64	6,71	3,01	0
			2Т	115/10,5	16	–	5,28	5,26	8,25	9,57	–	1,94	0	0	3,85	
2	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	110/10	1Т-25	115/11	25	16,54	16,22	15,90	15,58	17,73	0	20,57	12,86	11,86	0	0
			2Т-25	115/11	25	13,72	8,85	12,64	14,30	14,93	21,02	0	9,53	10,49	21,43	
3	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	110/10	1Т-10	115/11	10	1,78	0,81	0,88	0,84	0,62	3,02	3,05	2,56	3,03	1,94	0
			2Т-6,3	115/11	6,3	4,46	6,05	5,48	5,58	5,77	2,82	3,06	3,29	3,45	3,28	
4	ПС 110 кВ Воинская	110/10/6	1Т-25	115/11/6,6	25	8,88	13,54	10,38	9,81	14,52	2,71	6,36	6,06	10,91	8,63	0
			2Т-25	115/11/6,6	25	7,66	7,92	14,22	12,00	13,33	4,14	5,41	5,02	8,10	7,48	
5	ПС 110 кВ Дергаусово	110/35/10	1Т-10	115/38,5/11	10	4,36	3,18	4,60	3,77	4,34	0,48	2,63	0	0,31	3,25	0
			2Т-10	115/38,5/11	10	4,05	3,47	4,16	3,58	3,67	1,01	1,60	3,09	2,03	0	
6	ПС 110 кВ Железнодорожная	110/10	1Т-16	115/11	16	1,90	3,72	2,55	2,70	2,77	7,62	0	3,96	1,47	1,85	0
			2Т-16	115/11	16	9,21	9,04	7,39	8,14	7,89	0	8,71	5,22	5,33	4,72	
7	ПС 110 кВ Луговая	110/10	1Т-16	115/11	16	5,89	7,57	8,25	7,14	8,05	0	4,47	5,01	5,25	4,21	0
			2Т-16	115/11	16	2,83	3,01	3,35	5,58	4,05	8,85	4,75	5,39	6,09	2,79	
8	ПС 110 кВ Сокол	110/10	1Т-16	115/11	16	6,49	6,45	4,09	8,15	7,41	3,79	4,55	4,36	3,81	5,18	0
			2Т-16	115/11	16	1,32	3,09	6,91	4,23	4,63	2,35	2,09	3,51	4,52	3,12	
9	ПС 110 кВ Солнечная	110/10	1Т-25	115/11/6,6	25	4,64	3,71	4,73	6,21	5,69	3,18	5,00	4,85	3,96	5,08	0
			2Т-25	115/11/6,6	25	9,49	11,35	10,68	9,16	12,70	7,17	7,80	7,69	5,79	6,39	
10	ПС 110 кВ Сосновка	110/10	1Т-16	115/11	16	5,24	6,93	7,30	6,82	6,94	4,47	4,18	4,73	4,86	2,83	0
			2Т-16	115/11	16	6,14	7,41	7,13	7,45	8,24	3,87	4,48	3,79	4,21	6,73	
11	ПС 110 кВ Юрьевская	110/10	1Т-25	115/11	25	4,10	3,39	6,94	6,03	6,79	1,63	3,54	4,96	3,61	2,39	0
			2Т-10	115/11	10	6,71	6,56	3,68	5,09	5,65	5,83	3,44	2,86	2,58	2,46	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию <sup>1)</sup>	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Барлак	1Т	ТДН-16000	2019	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000	2019	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	1Т-25	ТДН-25000	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-25	ТДН-25000	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	1Т-10	ТДН-10000	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-6,3	ТМН-6300	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Воинская	1Т-25	ТДТН-25000	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-25	ТДТН-25000	1988	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Дергаусово	1Т-10	ТДТН-10000	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-10	ТДТН-10000	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Железнодорожная	1Т-16	ТДН-16000	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Луговая	1Т-16	ТДН-16000	1973	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1973	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Сокол	1Т-16	ТДН-16000	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Солнечная	1Т-25	ТДТН-25000	1984	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-25	ТДТН-25000	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Сосновка	1Т-16	ТДН-16000	1973	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1976	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Юрьевская	1Т-25	ТРДН-25000	2002	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-10	ТДН-10000	1974	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Примечание – <sup>1)</sup> В связи с наличием в АО «РЭС» программы перемещения трансформаторов приведена информация по году изготовления трансформаторов, а не по году ввода на данной ПС.

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Барлак	2024 / зима	15,26	ПС 110 кВ Барлак	ООО «Антар»	29.04.2013	5314620	2026–2027 2030	4,72	0,15	10	1,83	17,34	17,69	17,69	17,69	19,37	19,37
				ПС 110 кВ Барлак	Физ. лицо	23.07.2019	5333896	2026	2,70	0	10	1,08						
				ПС 110 кВ Барлак	ООО «Сибирский Дом»	22.02.2011	5309993	2026	0,90	0,58	10	0,13						
				ПС 110 кВ Барлак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	6,69	0	–	0,67						
2	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	2024 / зима	32,66	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	ООО СЗ «Мета-Краснообск»	14.08.2023	905-7092/ТП-М	2026	1,26	0	10	0,50	33,22	33,22	33,22	33,22	33,22	33,22
3	ПС 110 кВ Верх-Ирмень <sup>5)</sup>	2021 / зима	6,86	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,74	0	–	0,17	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05	7,05
4	ПС 110 кВ Воинская	2024 / зима	27,85	ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «НИКОЛЬСКИЙ ПАРК»	16.09.2020	5336622	2027	2,47	1,61	10	0,34	29,30	29,68	29,68	29,68	29,68	29,68
				ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «Башни на Фрунзе»	13.08.2020	5335976	2026	1,46 (0,73) <sup>1)</sup>	1,25 (0,62)	10	0,08 (0,04) <sup>1)</sup>						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Спорт-Инвест»	19.08.2019	955-ТП	2026	1,25	0	10	0,25						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Спорт-Инвест»	19.08.2019	954-ТП	2026	0,95	0	10	0,19						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «БизнесСтрой»	30.12.2021	5341243	2026	0,93 (0,47) <sup>2)</sup>	0,47 (0,23)	0,4	0,19 (0,09) <sup>2)</sup>						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «Вира на Грибоедова»	14.08.2024	992-7897/ТП	2026	0,87 (0,44) <sup>2)</sup>	0	10	0,35 (0,17) <sup>2)</sup>						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО НОУ «Региональный учебный центр»	23.06.2009	5305977	2026	0,83 (0,42) <sup>2)</sup>	0	10	0,17 (0,08) <sup>2)</sup>						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Солнечный Город»	28.11.2024	53-24-26446	2026	0,75	0,52	10	0,09						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Бизнес-Проект»	21.11.2022	5344903	2026	0,70 (0,35) <sup>3)</sup>	0,35 (0,18)	0,4	0,14 (0,07) <sup>3)</sup>						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Солнечный Город»	08.07.2016	5326215	2026	0,67 (0,34) <sup>2)</sup>	0	10	0,27 (0,13) <sup>2)</sup>						
5	ПС 110 кВ Дергаусово	2022 / зима	8,76	ПС 110 кВ Дергаусово	ООО «Карьер»	06.04.2015	5323345	2026–2027	1,90	0	35	1,52	11,13	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
				ПС 35 кВ Курундус	ООО «Регион-Ойл»	03.02.2012	5312485	2026	1,50	0	10	1,20						
				ПС 110 кВ Дергаусово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,70	0	–	0,07						
				ПС 35 кВ Вассино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,19	0	–	0,02						
				ПС 35 кВ Владимировка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,14	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Курундус	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,48	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Усть-Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,13	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Шахты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Юргы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,35	0	–	0,04						
6	ПС 110 кВ Железнодорожная	2021 / зима	12,76	ПС 110 кВ Железнодорожная	ОАО «РЖД»	23.09.2022	5341886	2026	6,57	0	10	4,60	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80	19,80
				ПС 110 кВ Железнодорожная	АО «Астон. Стройинвест 43»	11.12.2023	5348845	2026	1,18	0	10	0,47						
				ПС 110 кВ Железнодорожная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	12,65	0	–	1,26						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
7	ПС 110 кВ Луговая	2023 / зима	12,72	ПС 110 кВ Луговая	ООО «Доступное Жилье Новосибирск»	19.04.2013	5317431	2026	4,56	2,06	10	1,00	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «ЭСО»	21.06.2024	53-24-13337	2026	4,52	0,13	10	1,75						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «Адман»	11.10.2021	5340617	2026	3,20	0	10	0,64						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «Усадьба Тагищева»	09.11.2023	5348612	2026	2,00	0	0,4	1,40						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «Инженерные системы»	14.11.2023	Д-М-ЛЭП10/478-23/01	2026	1,50	0,63	10	0,70						
				ПС 110 кВ Луговая	АО «Сибирские Строительные Системы»	12.04.2018	5420964	2026	0,75	0	10	0,30						
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,30	0	–	0,33						
8	ПС 110 кВ Сокол	2023 / зима	12,38	ПС 110 кВ Сокол	ООО «ПепсиКо Холдингс» (ООО «Фрито Лей Мануфактуринг»)	29.11.2019	2	2026	6,89	4,65	20	1,12	31,89	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50
				ПС 110 кВ Сокол	ПАО «Мегафон»	13.01.2022	1/22	2026	4,99	0	20	4,50						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Новосибирский транспортный терминал»	06.09.2023	Д-ТП-202/203-23/03	2026	4,50	0	10	1,80						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Кей Поинт Новосибирск»	25.07.2024	66/24	2026	4,40	0	20	3,74						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Новосибирский транспортный терминал»	27.04.2023	Д-СК-ТП202-2022/01	2026–2027	4,05	0	20	1,62						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Альфа-Финанс»	02.11.2022	73/22	2026	4,00	0	20	3,60						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Патриот НСК»	29.12.2023	107/23	2026–2027	2,30	0	20	0,46						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «СЭЛТИКС СИБЕРИЯ»	25.07.2024	65/24	2026	1,99	0	20	1,00						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Промышленные технологии»	24.07.2024	64/24	2026	0,75	0	20	0,15						
				ПС 110 кВ Сокол	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,28	0	–	0,13						
9	ПС 110 кВ Солнечная	2024 / зима	18,39	ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	26.09.2022	5344304	2026–2027	9,48	0	0,4	3,79	31,23	47,32	47,32	47,32	47,32	47,32
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	26.09.2022	5344440	2027	7,77	0	0,4	3,11						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	11.07.2023	5346386	2026	6,00	0	10	1,20						
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	28.11.2024	53-24-28955	2027	4,99	0	0,4	1,99						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «ДП-ИНВЕСТ»	12.12.2024	50-24-27721	2027	4,95	0	10	2,48						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «Промагро-капитал»	28.04.2023	5345697	2026	4,86	0	0,4	1,95						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «Промагро-капитал»	28.04.2023	5345698	2026	4,86	0	0,4	1,95						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «ПФО Западная Сибирь»	04.04.2023	5345535	2026	4,30	0	10	2,15						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО Фирма «Миарит»	25.07.2024	50-24-14548	2026	4,03	0	10	1,61						
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	28.11.2024	53-24-28949	2027	4,01	0	0,4	1,61						
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	16.12.2024	53-24-30485	2027	3,20	0	0,4	1,28						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО ЗКПД «ЭМ»	16.02.2015	38-ТП	2026	2,99	2,33	10	0,46						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО СЗ «АКВАМАРИН»	28.09.2021	5340614	2026	2,67 (1,34) <sup>4)</sup>	1,04 (052)	10	0,65 (0,33) <sup>4)</sup>						
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	04.10.2024	53-24-24927	2026	1,19	0	10	0,47						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО СЗ «СНЕГИРИ»	04.07.2024	53-24-3966	2027	1,17	0	0,4	0,47						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	19.09.2023	5347882	2026	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО ЗКПД «ЭМ»	27.12.2021	2021-554/1-ТП	2026	1,00	0	10	0,40						
ПС 110 кВ Солнечная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,00	0	–	0,40										

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
10	ПС 110 кВ Сосновка	2024 / зима	15,18	ПС 110 кВ Сосновка	АО «АРЖС НСО»	28.06.2024	54-24-12627	2027	5,00	0	10	2,00	18,55	21,55	21,55	21,55	21,55	21,55
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	22.03.2019	263	2026	3,11	0	10	1,24						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО СЗ «Румер»	16.06.2021	426-1784/ТП-М	2026	1,63	0,66	10	0,39						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО СЗ «Мета-Заозерье»	29.12.2023	998-8135-ТП	2026	1,23	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Компания Чистая вода»	15.01.2024	54-24-21675	2027	1,00	0	10	0,70						
				ПС 110 кВ Сосновка	ФГБНУ ФИЦ ФТМ	16.09.2021	5340483	2026	1,00	0	0,4	0,20						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Камертон»	14.11.2023	986-7934 ТП-М	2026	0,91	0	10	0,36						
				ПС 110 кВ Сосновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,45	0	–	0,35						
11	ПС 110 кВ Юрьевская	2024 / зима	12,44	ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Посажеников Ю.А.	15.10.2013	5318833	2026	0,70	0,63	10	0,03	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ПОЛЮС»	30.06.2017	5328267	2026	0,67	0	10	0,54						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,62	0	–	0,36						

**Примечания**

1 <sup>1)</sup> В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Держинская, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

2 <sup>2)</sup> В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Светлая, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

3 <sup>3)</sup> В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Октябрьская, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

4 <sup>4)</sup> В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Солнечная и ПС 110 кВ Янтарь, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Солнечная учитывается половина заявленной мощности.

5 <sup>5)</sup> Величина перспективной нагрузки ПС приведена без учета планируемого сетевой организацией перераспределения мощности с других центров питания.

### ПС 110 кВ Барлак.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 15,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 76,30 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,5 °С и повышенном износе изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,11 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,26 + 4,11 + 0 - 0 = 19,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Барлак, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет 96,87 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Барлак с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

### ПС 110 кВ ВАСХНИЛ.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 32,66 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-25 (2Т-25) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-25 (1Т-25) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 4,51 % (8,87 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т-25 (2Т-25) при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенным износом изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,66 + 0,56 + 0 - 0 = 33,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ ВАСХНИЛ, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25), на величину до 10,73 % (6,30 %) (без ТП превышение до 8,87 % (4,51 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ВАСХНИЛ ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 1Т-25 (2Т-25) на ПС 110 кВ ВАСХНИЛ расчетный объем ГАО составит 1,97 МВА (3,22 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-25 и 2Т-25 на трансформаторы мощностью не менее 33,22 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т-25 и 2Т-25 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Верх-Ирмень.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 6,86 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-10 (2Т-6,3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-6,3 (1Т-10) не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 90,74 % (57,17 %) от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 1,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,19 МВА).

Согласно информации АО «РЭС» в соответствии с ТУ для ТП ЗАО племзавод «Ирмень» договор ТП от 22.11.2021 № 5341034 заявленной мощностью 1,0055 МВт планируется отключение питания энергопринимающих устройств заявителя от РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 2А-169 ПС 110 кВ Верх-Ирмень в объеме 0,121 МВт (полная мощность – 0,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,86 + 0,19 + (-0,13) - 0 = 6,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 0,13 МВА не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-6,3) ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-6,3 (1Т-10), и составляет 57,66 % (91,52 %) от  $S_{\text{длн}}$ .

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2023 года (21.06.2023) и составившей 6,48 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-10 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-6,3 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 0,06 %. В ПАР отключения трансформатора 2Т-6,3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т-10 не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 63,04 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 16,5 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,028.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,48 + 0,19 + (-0,13) - 0 = 6,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения мощности на другие центры питания в объеме 0,13 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т-6,3 ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т-10, на величину до 0,96 % (без ТП превышение до 0,06 %).

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

объеме 0,13 МВА не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-6,3, и составляет 63,61 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Верх-Ирмень ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (1Т-10) на ПС 110 кВ Верх-Ирмень расчетный объем ГАО составит 0,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т-6,3 на трансформатор мощностью не менее 6,92 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 2Т-6,3 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

#### ПС 110 кВ Воинская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 92,83 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} -12,5^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,83 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО НОУ «Региональный учебный центр» (ранее ООО СЗ «Офис Пропертис»)) договор ТП от 23.06.2009 № 5305977 заявленной мощностью 0,830 МВт и ООО «Солнечный Город» договор ТП от 08.07.2016 № 5326215 заявленной мощностью 0,670 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,85 + 1,83 + 0 - 0 = 29,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25)

ПС 110 кВ Воинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25) и составляет 98,94 % от  $S_{\text{дн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

Для подключения потребителей ООО НОУ «Региональный учебный центр» (ранее ООО СЗ «Офис Пропертис») и ООО «Солнечный Город» согласно договорам на ТП от 23.06.2009 № 5305977, от 08.07.2016 № 5326215 соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА, что указано в 4.2.

#### ПС 110 кВ Дергаусово.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 73,18 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,76 + 3,24 + 0 - 0 = 12,00 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-10) ПС 110 кВ Дергаусово, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-10 (1Т-10), на величину до 0,28 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дергаусово ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дергаусово расчетный объем ГАО составит 0,03 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-10 и 2Т-10 на трансформаторы мощностью не менее 12,00 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 1Т-10 и 2Т-10 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 110 кВ Железнодорожная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 12,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 66,46 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,40 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,04 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 23.09.2022 № 5341886 заявленной мощностью 6,57 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Железнодорожная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,76 + 7,04 + 0 - 0 = 19,80 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Железнодорожная, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), на величину до 3,12 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ОАО «РЖД» договор ТП от 23.09.2022 № 5341886 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,76 + 1,93 + 0 - 0 = 14,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Железнодорожная, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), и составляет 76,51 % от  $S_{\text{дн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Железнодорожная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

Для подключения потребителя ОАО «РЖД» согласно договору на ТП от 23.09.2022 № 5341886, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Железнодорожная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,72 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 67,20 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,80 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Адман» договор ТП от 11.10.2021 № 5340617 заявленной мощностью 3,200 МВт, АО «Сибирские Строительные Системы» (ранее ИП Дорофеева Н.Н.) договор ТП от 12.04.2018 № 5420964 заявленной мощностью 0,74957 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Луговая с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,72 + 6,80 + 0 - 0 = 19,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Луговая, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), на величину до 3,13 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Адман» договор ТП от 11.10.2021 № 5340617 заявленной мощностью 3,200 МВт и АО «Сибирские Строительные Системы» (ранее ИП Дорофеева Н.Н.) договор ТП от 12.04.2018 № 5420964 заявленной мощностью 0,74957 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,72 + 5,76 + 0 - 0 = 18,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Луговая, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), и составляет 97,61 % от  $S_{\text{дн}}$ .

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2023 года (21.06.2023) и составившей 11,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 68,94 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 16,5^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,028.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,34 + 6,80 + 0 - 0 = 18,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Луговая, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), на величину до 10,29 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Адман» договор ТП от 11.10.2021 № 5340617 заявленной мощностью 3,200 МВт и АО «Сибирские Строительные Системы» (ранее ИП Дорофеева Н.Н.) договор ТП от 12.04.2018 № 5420964 заявленной мощностью 0,74957 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,34 + 5,76 + 0 - 0 = 17,10 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Луговая, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), на величину до 3,94 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 0,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-16 и 2Т-16 на трансформаторы мощностью не менее 17,10 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Сокол.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 65,41 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} - 6,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 30,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 20,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,38 + 20,12 + 0 - 0 = 32,50 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Сокол, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 71,68 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сокол ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сокол расчетный объем ГАО составит 13,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-16 и 2Т-16 на трансформаторы мощностью не менее 32,50 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т-16 и 2Т-16 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 18,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 61,30 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 68,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 28,93 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (АО «АРЖС НСО» договор ТП от 26.09.2022 № 5344440, договор ТП от 28.11.2024 № 53-24-28955, договор ТП от 28.11.2024 № 53-24-28949 и договор ТП от 16.12.2024 № 53-24-30485 заявленной мощностью 7,765 МВт, 4,987 МВт, 4,013 МВт и 3,197 МВт соответственно, ООО «ДП-ИНВЕСТ» договор ТП от 12.12.2024 № 50-24-27721 заявленной мощностью 4,95 МВт, ООО «Промагрокапитал» договор ТП от 28.04.2023 № 5345697 и договор ТП от 28.04.2023 № 5345698 заявленной мощностью 4,864912 МВт и 4,864912 МВт соответственно, ООО «ПФО Западная Сибирь» договор ТП от 04.04.2023 № 5345535 заявленной мощностью 4,300 МВт, ООО УК «АКЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент» договор ТП от 11.07.2023 № 5346386 и договор ТП от 19.09.2023 № 5347882 заявленной мощностью 6,000 МВт и 1,000 МВт соответственно, ООО Фирма «Миарит» договор ТП от 25.07.2024 № 50-24-14548 заявленной мощностью 4,026775 МВт и ООО СЗ «СНЕГИРИ» договор ТП от 04.07.2024 № 53-24-3966 заявленной мощностью 1,1732 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,39 + 28,93 + 0 - 0 = 47,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25), на величину до 57,73 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП АО «АРЖС НСО» договор ТП от 26.09.2022 № 5344440, договор ТП от 28.11.2024 № 53-24-28955, договор ТП от 28.11.2024 № 53-24-28949 и договор ТП от 16.12.2024 № 53-24-30485, ООО «ДП-ИНВЕСТ» договор ТП от 12.12.2024 № 50-24-27721, ООО «Промагрокапитал» договор ТП от 28.04.2023 № 5345697 и договор ТП от 28.04.2023 № 5345698, ООО «ПФО Западная Сибирь» договор ТП от 04.04.2023 № 5345535, ООО УК «АКЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент» договор ТП от 11.07.2023 № 5346386 и договор ТП от 19.09.2023 № 5347882, ООО Фирма «Миарит» договор ТП от 25.07.2024 № 50-24-14548 и ООО СЗ «СНЕГИРИ» договор ТП от 04.07.2024 № 53-24-3966 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,39 + 6,51 + 0 - 0 = 24,90 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25), и составляет 82,98 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнечная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

Для подключения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО «ДП-ИНВЕСТ», ООО «Промагрокапитал», ООО «ПФО Западная Сибирь», ООО УК «АКЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент», ООО Фирма «Миарит» и ООО СЗ «СНЕГИРИ» согласно договорам на ТП от 26.09.2022 № 5344440, от 28.11.2024 № 53-24-28955, от 28.11.2024 № 53-24-28949, от 16.12.2024 № 53-24-30485, от 12.12.2024 № 50-24-27721, от 28.04.2023 № 5345697, от 28.04.2023 № 5345698, от 04.04.2023 № 5345535, от 11.07.2023 № 5346386, от 19.09.2023 № 5347882, от 25.07.2024 № 50-24-14548, от 04.07.2024 № 53-24-3966 соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнечная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА, что указано в 4.2.

#### ПС 110 кВ Сосновка.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 15,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 79,06 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,37 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (АО «АРЖС НСО» договор ТП от 28.06.2024 № 54-24-12627 заявленной мощностью 4,998 МВт и ООО «Компания Чистая вода» договор ТП от 15.01.2024 № 54-24-21675 заявленной мощностью 1,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сосновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,18 + 6,37 + 0 - 0 = 21,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Сосновка, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), на величину до 12,24 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП АО «АРЖС НСО» договор ТП от 28.06.2024 № 54-24-12627 и ООО «Компания Чистая вода» договор ТП от 15.01.2024 № 54-24-21675 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 15,18 + 3,37 + 0 - 0 = 18,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16) ПС 110 кВ Сосновка, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), и составляет 96,62 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сосновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА).

Для подключения потребителей АО «АРЖС НСО» и ООО «Компания Чистая вода» согласно договорам на ТП от 28.06.2024 № 54-24-12627, от 15.01.2024 № 54-24-21675 соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сосновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

#### ПС 110 кВ Юрьевская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 12,44 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-25 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-10 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 3,67 %. В ПАР отключения трансформатора 2Т-10 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т-25 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 41,47 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,03 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с ТУ для ТП ООО «ПОЛЮС» договор ТП от 30.06.2017 № 5328267 заявленной мощностью 0,670 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой

существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,44 + 1,03 + 0 - 0 = 13,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т-10 ПС 110 кВ Юрьевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т-25, на величину до 12,25 % (без ТП превышение до 3,67 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 ПС 110 кВ Юрьевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-10, и составляет 44,90 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юрьевская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (1Т-25) на ПС 110 кВ Юрьевская расчетный объем ГАО составит 1,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т-10 на трансформатор мощностью не менее 13,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. По информации АО «РЭС» на ПС 110 кВ Юрьевская предполагается перемещение трансформатора 1×25 МВА, ранее установленного на ПС 110 кВ Барышевская.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 2Т-10 1×10 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 Новосибирской 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 от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Новосибирской 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

ПС 500 кВ Карасук, ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук, ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук, ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ ПарABELь – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства:

- промежуточного ПП 500 кВ Новолокти (на территории Тюменской области);

- ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (на территории Новосибирской области);

- ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км;

- ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км;

- ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км;

- ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км;

- расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая для ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая и ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук;

- расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

Дополнительно для сокращения перетока активной мощности через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская рекомендуется реализация комплекса мероприятий для обеспечения возможности раздела электрической сети и обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электрмагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

### Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ.

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 220 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 220 кВ Строительная	220/10/6	1Т	230/11/6,6	40	15,30	13,30	17,27	10,25	0	9,00	11,50	0	0	8,81	0
			2Т	230/11/6,6	40	2,80	7,20	6,31	13,26	21,48	2,60	4,20	15,43	14,62	4,24	
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	–	230/11/6,6	20	14,60	10,20	13,89	6,83	0	8,50	8,70	0	0	7,74	0
			–	230/11/6,6	20	2,70	7,10	6,27	13,18	20,20	2,60	4,20	14,55	13,64	4,17	
ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	–	–	230/11/6,6	20	0,70	3,00	3,38	3,42	0	0,50	2,80	0	0	1,08	0
			–	230/11/6,6	20	0,10	0,10	0,04	0,09	1,30	0	0	0,89	1,00	0,09	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Строительная	1Т	ТРДНС-40000	1992	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДНС-40000	1991	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 220 кВ Строительная	2022 / зима	23,58	ПС 220 кВ Строительная	ООО ТК «Новосибирский»	14.12.2023	725/7700078	2026	12,30	0	10	11,07	46,63	51,03	51,75	52,48	52,48	52,48
					ООО «Экополос Плюс»	21.12.2007	112-2-23/5302709	2026–2029	8,50	0	10	3,40						
					ООО «ЭКОЦИФРА»	01.12.2023	5348714	2027	4,13	0	10	3,30						
					ООО «Экология-Новосибирск»	03.03.2015	109203/5323122	2026	3,00	0	6	2,10						
					ООО «Новосибирскоблгаз»	30.05.2023	656/7700072	2026	2,52	0	10	1,76						
					ПК «Толмачевский»	14.12.2016	5327274	2026	2,50	0	6	1,00						
					ООО «Строительные решения. СЗ»	27.03.2025	50-25-2901	2026	2,41 (1,21) <sup>1)</sup>	1,21 (0,60)	10	0,48 (0,24) <sup>1)</sup>						
					ООО «Экополос Плюс»	04.03.2013	79877/5316942	2026	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	28.05.2013	84907/5317741	2026	1,35	0	10	0,54						
					ИП Демкина Марина Анатольевна	16.05.2013	5317532	2026	0,97	0	6	0,77						
	ТУ для ТП менее 670 кВт								2026	12,16	0	–	1,22					
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	2024 / зима	20,20	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО ТК «Новосибирский»	14.12.2023	725/7700078	2026	12,30	0	10	11,07	38,52	42,92	43,65	44,37	44,37	44,37
					ООО «Экополос Плюс»	21.12.2007	112-2-23/5302709	2026–2029	8,50	0	10	3,40						
					ООО «ЭКОЦИФРА»	01.12.2023	5348714	2027	4,13	0	10	3,30						
					ООО «Новосибирскоблгаз»	30.05.2023	656/7700072	2026	2,52	0	10	1,76						
					ООО «Строительные решения. СЗ»	27.03.2025	50-25-2901	2026	2,41 (1,21) <sup>1)</sup>	1,21 (0,60)	10	0,48 (0,24) <sup>1)</sup>						
					ООО «Экополос Плюс»	04.03.2013	79877/5316942	2026	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	28.05.2013	84907/5317741	2026	1,35	0	10	0,54						
					ТУ для ТП менее 670 кВт													
ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	2023 / зима	3,51	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО «Экология-Новосибирск»	03.03.2015	109203/5323122	2026	3,00	0	6	2,10	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	
				ПК «Толмачевский»	14.12.2016	5327274	2026	2,50	0	6	1,00							
				ИП Демкина Марина Анатольевна	16.05.2013	5317532	2026	0,97	0	6	0,77							
				ТУ для ТП менее 670 кВт														2026

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 220 кВ Строительная и ПС 110 кВ Толмачёвская, таким образом, при расчете загрузки ПС 220 кВ Строительная учитывается половина заявленной мощности.

### ПС 220 кВ Строительная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ с расщепленной обмоткой низкого напряжения мощностью 40 МВА каждый. Номинальная мощность обмоток 6 кВ и 10 кВ трансформаторов составляет по 20 МВА. Таким образом, для оценки уровня загрузки подстанции требуется проанализировать загрузку каждой из обмоток трансформатора в отдельности.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая нагрузка трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2020–2024 годов не превышала длительно допустимые величины.

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 10 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,20 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 84,15 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 6 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка обмотки 6 кВ оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 14,82 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197, при ТНВ -12,5 °С составляет 1,200, при ТНВ -6,6 °С составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно информации от АО «Электромагистраль» в соответствии с несколькими ТУ для ТП на напряжении 10 кВ (ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078 заявленной мощностью 12,3 МВт, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714 заявленной мощностью 4,1299 МВт, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 заявленной мощностью 2,5169 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 39,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 24,17 МВА) на напряжении 10 кВ и суммарной максимальной мощностью 10,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,72 МВА) на напряжении 6 кВ.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,58 + 28,90 + 0 - 0 = 52,48 \text{ МВА.}$$

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

другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 9,60 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 10 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 20,20 + 24,17 + 0 - 0 = 44,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 10 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 84,87 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 6 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 3,51 + 4,72 + 0 - 0 = 8,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 6 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), и составляет 34,78 % от  $S_{ддн}$ .

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 23,58 + 10,97 + 0 - 0 = 34,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), и составляет 72,15 % от  $S_{ддн}$ .

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 10 кВ без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023

№ 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,20 + 6,24 + 0 - 0 = 26,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 10 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 10,17 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Строительная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Строительная расчетный объем ГАО по обмотке 10 кВ составит 2,44 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью обмотки 10 кВ не менее 26,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП (без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072). Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Согласно информации от АО «Электромагистраль» в проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Строительная в части замены силовых трансформаторов (2 шт.) с увеличением мощности на 46 МВА до 126 МВА и выполнением сопутствующего объема работ» приняты к установке трансформаторы номинальной мощностью 63 МВА, со следующим распределением номинальной мощности по обмоткам: по обмотке 10 кВ – 43 МВА, по обмотке 6 кВ – 20 МВА. Срок реализации данного мероприятия 2025 год (1Т), 2026 год (2Т) в соответствии с проектом инвестиционной программы АО «Электромагистраль» на 2025–2029 годы.

Подключение нагрузки по ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 возможно после установки трансформаторов 2×63 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из вновь установленных трансформаторов мощностью 63 МВА нагрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 82,55 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  вновь установленных трансформаторов мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×40 МВА на 2×63 МВА с распределением номинальной мощности по обмотке 10 кВ – 43 МВА, по обмотке 6 кВ – 20 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) –2026 год.

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы**

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Новосибирской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Новосибирской 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							
50	1 Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	320,0	115,0	110	2027	ПС 110 кВ Зверобойка ПС 110 кВ Изылинка ПС 110 кВ Гранит/т (новая) ПС 110 кВ Тогучин ПС 110 кВ Мурлыткино ПС 110 кВ Ферма (новая) ПС 110 кВ Гусиный Брод ПС 110 кВ Инская/т ПС 110 кВ Железнодорожная (ПС 10 кВ Совхозная) ПС 110 кВ Восточная тяг. ПС 110 кВ Мотково (новая) ПС 110 кВ Буготак ПС 110 кВ Изынский (новая) ПС 110 кВ Мезениха (новая) ПС 110 кВ Сокур ПС 110 кВ Кошево ПС 110 кВ Мошково ПС 110 кВ Порос ПС 110 кВ Ояш ПС 110 кВ Кубово (новая) ПС 110 кВ Чебула ПС 110 кВ Чахлово ПС 110 кВ Болотная ПС 110 кВ Тын (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	«Академгородок 2.0»	ГКУ НСО «УКС»	0,0	49,0	110	2025	ПС 110 кВ Академическая новая (новая)
3	Горнодобывающее предприятие	АО «Сибирский антрацит» (АО «Разрез Колыванский»)	0,0	35,0	220	2026	ПС 220 кВ Антрацит (новая)
4	Центр обработки данных, новая ПС 220 кВ Нэолайн	ООО «Нэолайн»	0,0	34,5	220	2025	ПС 220 кВ Нэолайн (новая)
5	Молочный завод	ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	0,0	14,1	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Молзавод (новая)
6	Позиционный район войсковой части	Минобороны РФ	0,0	13,7	110	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Звезда (новая)
7	Тепличный комбинат	ООО ТК «Новосибирский»	4,3	12,3	10	2025	ПС 220 кВ Строительная

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	18068	18610	19717	20591	20827	21015	21290
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	542	1107	874	236	188	275
Годовой темп прироста, %	–	3,00	5,95	4,43	1,15	0,90	1,31

Потребление электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области прогнозируется на уровне 21290 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,35 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 1107 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,95 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 188 млн кВт·ч или 0,90 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

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



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

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

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- строительством жилых домов и объектов социальной сферы.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3248	3346	3471	3549	3587	3603	3652
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	98	125	78	38	16	49
Годовой темп прироста, %	–	3,02	3,74	2,25	1,07	0,45	1,36
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5563	5562	5680	5802	5806	5833	5830

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2031 году прогнозируется на уровне 3652 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,42 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 125 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 3,74 % и обусловлено строительством жилых комплексов и объектов социальной сферы, наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2030 году и составит 16 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,45 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области разуплотненный. На перспективу ожидается небольшое уплотнение годового режима и число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 5830 ч/год.

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

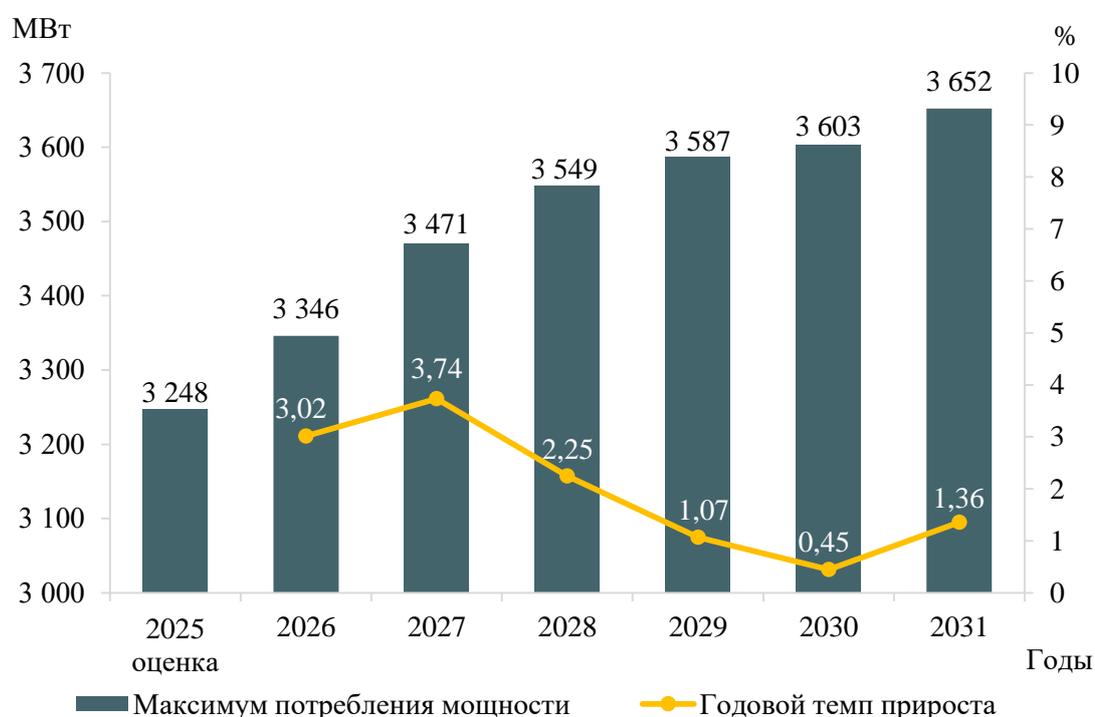


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 40 МВт на Новосибирской ТЭЦ-3.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2031 году составит 3067,6 МВт. К 2031 году структура

генерирующих мощностей энергосистемы Новосибирской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена на рисунке 7.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6	3067,6	3067,6	3067,6
ГЭС	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
ТЭС	2537,6	2557,6	2577,6	2577,6	2577,6	2577,6	2577,6

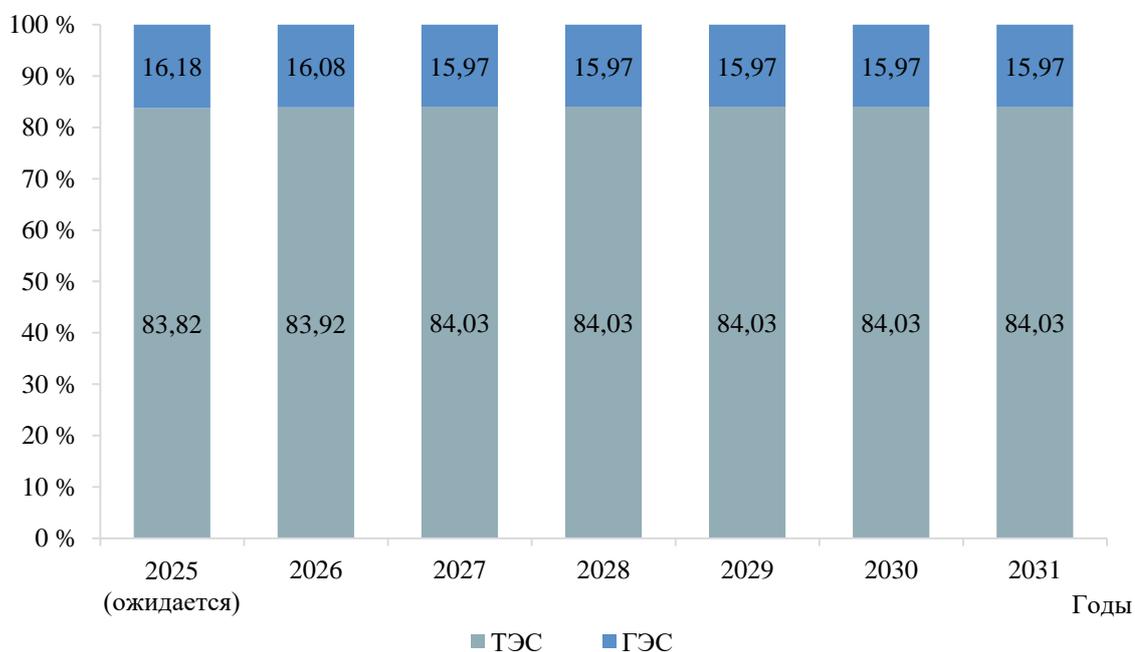


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы**

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

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

В таблице 19 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 Новосибирской области.

Таблица 19 – 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 Новосибирской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Разрез Колыванский»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Разрез Колыванский»	АО «Разрез Колыванский»	–	35
2	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I, II цепь с отпайкой на ПС Электродная (249, 250) до ПС 220 кВ Антрацит	АО «Разрез Колыванский»	220	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Разрез Колыванский»	АО «Разрез Колыванский»	–	35
3	Строительство ПС 220 кВ Нэолайн с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Нэолайн»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Нэолайн»	ООО «Нэолайн»	–	34,48104
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭЦ-3 – Дружная II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Нэолайн ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ООО «Нэолайн»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Нэолайн»	ООО «Нэолайн»	–	34,48104
5	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскоблгаз»	ООО ТК «Новосибирский»	4,27628	12,3
															ООО «ЭКОЦИФРА»	–	4,1299
															ООО «Новосибирскоблгаз»	0,437	2,5169
6	Строительство ПС 110 кВ Академическая новая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГКУ НСО «УКС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ НСО «УКС»	ГКУ НСО «УКС»	–	49,000
7	Строительство отпаяк в кабельном исполнении от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I, II цепь с отпайками (Ю-1, Ю-2) до ПС 110 кВ Академическая новая ориентировочной протяженностью 1,35 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×1,35	–	–	–	–	–	–	–	2,70	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ НСО «УКС»	ГКУ НСО «УКС»	–	49,000
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I, II цепь с отпайками (Ю-1, Ю-2) (на участке от Новосибирской ГЭС до отпаечной опоры на ПС 110 кВ Шлюзовая) ориентировочной протяженностью 5,8 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	110	км	2×5,8	–	–	–	–	–	–	–	11,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ НСО «УКС»	ГКУ НСО «УКС»	–	49,000
9	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	13,7044

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Пашино – Лесная I, II цепь (С-13, С-14) ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 0,7 км каждая	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×0,7	–	–	–	–	1,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	13,7044
11	Строительство ПС 110 кВ Молзавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	–	14,12669
12	Строительство двухцепного захода от ВЛ 110 кВ Огнево-Заимковская – Маслянинская (Ю-28) до ПС 110 кВ Молзавод ориентировочной протяженностью 0,21 км	АО «РЭС»	110	км	2×0,21	–	–	–	–	–	–	0,42	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	–	14,12669
13	Строительство ПС 110 кВ Мезениха с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12
14	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Тогучин с отпайкой на ПС Березовская (П-3 Мурлыткино – Тогучин) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Изылинка с отпайкой на ПС Березовская (П-4 Мурлыткино – Изылинка) до ПС 110 кВ Мезениха ориентировочной протяженностью 1,8 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,8	–	–	–	–	3,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12
15	Строительство ПС 110 кВ Тын с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,340
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Моховая – Юрга I цепь с отпайкой на ПС Таскаево (В-7) на ПС 110 кВ Тын ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,9	–	–	–	–	3,8	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,340
17	Строительство ПС 110 кВ Гранит тяговая с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,830
18	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Торсьма – Тогучин с отпайками (П-3 Торсьма – Тогучин) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Изылинка с отпайкой на ПС Березовская (П-4 Мурлыткино – Изылинка) до ПС 110 кВ Гранит тяговая ориентировочной протяженностью 3,7 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×3,7	–	–	–	–	7,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,830
19	Строительство ПС 110 кВ Изынский с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	13,500

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
20	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками (П-1 Барышевская – Горная) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Буготак (П-2 Мурлыткино – Буготак) до ПС 110 кВ Изынский ориентировочной протяженностью 4,6 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×4,6	–	–	–	–	9,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	13,500
21	Строительство ПС 110 кВ Мотково с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,560
22	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками (П-1 Барышевская – Горная) на ПС 110 кВ Мотково ориентировочной протяженностью 1,3 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,3	–	–	–	–	2,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,560
23	Строительство ПС 110 кВ Кубово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×20	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,630
24	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ояш – Моховая с отпайкой на ПС Чебула (В-6) на ПС 110 кВ Кубово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×3,65	–	–	–	–	7,30	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,630
25	Строительство ПС 110 кВ Ферма с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	21,650
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками на ПС 110 кВ Ферма ориентировочной протяженностью 1,1 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,1	–	–	–	–	2,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	21,650
27	Реконструкция ПС 110 кВ Бердская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройинвестпроект», ООО «СЗ «СтройРегионСервис»	ООО «Стройинвестпроект»	–	2,913816
														ООО «СЗ «СтройРегионСервис»	–	2,07798
28	Реконструкция ПС 110 кВ Болотная с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	15,200	2,000
29	Реконструкция ПС 110 кВ Вертковская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аланса Групп», ООО «ТУРСИБ-А»	ООО «Аланса Групп»	–	3,100
														ООО «ТУРСИБ-А»	–	2,000
30	Реконструкция ПС 110 кВ Весна с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЗПС»	ООО «ЗПС»	–	7,9635

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
31	Реконструкция ПС 110 кВ Воинская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/6 кВ и 2Т 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО НОУ «Региональный учебный центр», ООО «Солнечный Город»	ООО НОУ «Региональный учебный центр»	–	0,83
														ООО «Солнечный Город»	–	0,670
32	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная тяговая с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,823	4,000
33	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный Брод с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,571	13,000
34	Реконструкция ПС 110 кВ Инская тяговая с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,738	7,000
														ОАО «РЖД»	24,738	6,270
35	Реконструкция ПС 110 кВ Инструментальная с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СЗ Береговое», ООО «Факел»	АО «СЗ Береговое»	–	3,000
														ООО «Факел»	–	0,77826
36	Реконструкция ПС 110 кВ Кирзаводская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПК «Толмачевский», ООО «Машкомплект»	ПК «Толмачевский»	–	2,500
														ООО «Машкомплект»	–	1,314
37	Реконструкция ПС 110 кВ Кошево с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,441	6,000
38	Реконструкция ПС 110 кВ Красногорская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/6 кВ и 2Т 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Виакон Комфорт»	ООО «Виакон Комфорт»	–	0,7148
39	Реконструкция ПС 110 кВ Челюскинская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Виакон Комфорт»	ООО «Виакон Комфорт»	–	0,7148

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
40	Реконструкция ПС 110 кВ Обская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Новосибирский завод конденсаторов»	ПАО «Новосибирский завод конденсаторов»	2,000	1,000
41	Реконструкция ПС 110 кВ Порос с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,411	5,000
42	Реконструкция ПС 110 кВ Сварная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Интеграл», ООО «АСТ-ИНЖИНИРИНГ», ЗАО «ЮНИС КОМПАНИ», ООО «Седьмая концессионная компания»	ООО «Интеграл»	–	2,000
															ЗАО «ЮНИС КОМПАНИ»	–	1,100
															ООО «Седьмая концессионная компания»	–	0,99975
43	Реконструкция ПС 110 кВ Светлая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Солнечный Город»	ООО «Солнечный Город»	–	0,670
44	Реконструкция ПС 110 кВ Сокур с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,820	12,000
45	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновка с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО «Компания Чистая вода»	АО «АРЖС НСО»	–	4,998
															ООО «Компания Чистая вода»	2,190	1,000
46	Реконструкция ПС 110 кВ Тальменская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Производственная компания «Кристалл»	ООО «Производственная компания «Кристалл»	–	1,5643
47	Реконструкция ПС 110 кВ Текстильная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «А ГРУПП НСК»	ООО «А ГРУПП НСК»	–	2,55
48	Реконструкция ПС 110 кВ Чахлово с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,114	10,000

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
49	Реконструкция ПС 110 кВ Чебула с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,849	10,000
50	Реконструкция ПС 110 кВ Ояш с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,955	12,000
51	Реконструкция ПС 110 кВ Буготак с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,724	7,830
52	Реконструкция ПС 110 кВ Зверобойка с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,120	7,890
53	Реконструкция ПС 110 кВ Изылинка с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,594	5,060
54	Реконструкция ПС 110 кВ Мурлыткино с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,462	12,960
55	Реконструкция ПС 110 кВ Тогучин с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,850	22,070
56	Реконструкция ПС 110 кВ Железнодорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,817	6,570

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
57	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформатора 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПОЛЮС»	ООО «ПОЛЮС»	–	0,670
58	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент», ООО «ДП-ИНВЕСТ», ООО «Промагрокапитал» и т. д.	АО «АРЖС НСО»	–	7,765
														ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	–	6,000
														АО «АРЖС НСО»	–	4,987
														ООО «ДП-ИНВЕСТ»	–	4,95
														ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
														ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
														ООО «ПФО Западная Сибирь»	–	4,300
														ООО Фирма «Миарит»	–	4,026775
														АО «АРЖС НСО»	–	4,013
														ООО СЗ «Снегири»	–	1,1732
ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	–	1,000														

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
59	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Адман», АО «Сибирские Строительные Системы»	ООО «Адман»	0,66913	3,200
														АО «Сибирские Строительные Системы» (ранее ИП Дорофеева Н.Н.)	–	0,74957
60	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Сады с отпайками, ВЛ 110 кВ Дружная – Сады с отпайкой на ПС Сокол (3-17), ВЛ 110 кВ Дружная – Чик, ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Чик с отпайками (3-18) с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лица, ООО «Константа»	Физ. лицо	0,650	0,450
														ООО «Константа»	0,145	0,755

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	3×167+167	–	–	–	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	4×180	–	–	–	720	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	371	–	–	–	371	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	428	–	–	–	428	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,5	–	–	–	1,5	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
5	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскоблгаз»
6	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

**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 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой трансформаторов 1Т-25 110/10 кВ и 2Т-25 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Адман», АО «Сибирские Строительные Системы»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
6	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформатора 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Барышевская	АО «РЭС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПОЛЮС»

## **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 Новосибирской 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 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденная приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Новосибирской области от 09.08.2024 № 181 - НПА инвестиционная программа АО «Электромагистраль» на 2024–2029 годы;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Электромагистраль» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 19.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «РЭС» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 19.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Новосибирской области по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Новосибирской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	433,09	6993,86	7433,83	10938,21	10808,70	11241,04	11585,14	59433,87

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

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

На текущий 2025 год на территории Новосибирской области осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Региональные электрические сети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 92 % в суммарной НВВ сетевых организаций Новосибирской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Новосибирской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

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

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства –

---

<sup>1</sup> Приказы Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.11.2020 № 663-ЭЭ (в редакции от 29.11.2022) и от 02.12.2024 № 322-ЭЭ/НПА.

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

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

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

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

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Департамента по

тарифам Новосибирской области от 09.12.2024 № 339-ЭЭ/НПА «О корректировке на 2025 год единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Новосибирской области, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, установленных на долгосрочный период регулирования» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Новосибирской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Новосибирской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Новосибирской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Новосибирской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-

---

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

экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,9 %	6,0 %	4,4 %	1,1 %	0,9 %	1,3 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Новосибирской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Новосибирской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4000	4104	4142	5172	5186	5186
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	339	605	438	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3832	4282	5294	7288	7116	7116

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 26 и на рисунке 8.

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

Таблица 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	28,9	33,6	37,3	39,4	41,5	43,9
НВВ	млрд руб.	28,9	31,9	33,6	36,2	37,8	41,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-1,7	-3,7	-3,2	-3,7	-2,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,12	2,33	2,47	2,58	2,70	2,82
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,12	2,21	2,23	2,37	2,46	2,65
Среднегодовой темп роста	%	–	104	101	107	104	108
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,01	-0,12	-0,25	-0,21	-0,24	-0,16

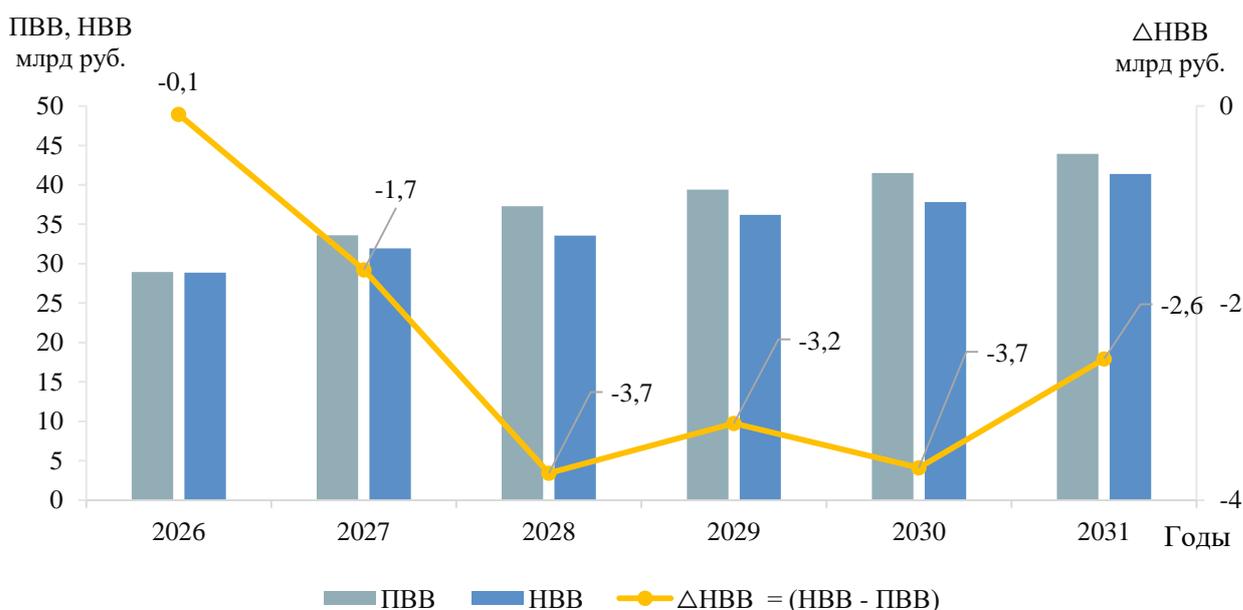


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов

изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 26,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	35 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 10,6 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 27).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области оценивается в 2031 году в объеме 21290 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,35 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2031 году увеличится и составит 3652 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,42 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5562–5833 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2031 году составит 3067,6 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 423,920 км, трансформаторной мощности 2369,10 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Новосибирской области														
Новосибирская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	ПЛ30-В-800	-	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
		2	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		3	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		4	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		5	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		6	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
Установленная мощность, всего		-	-		490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0		
Новосибирская ТЭЦ-4	АО «СГК-Новосибирск»			Уголь, мазут, газ										
		3	ПТ-22-90		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		4	ПТ-22-90		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		5	Т-30-90		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	Т-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	Т-100-130	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		-	-		384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0		
Новосибирская ТЭЦ-3	АО «СГК-Новосибирск»			Уголь, мазут										
		1	Т-16,5-29		16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	
		7	Р-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	Р-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	Р-37-130/31		37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
		10	Р-25-130/8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		11	Т-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2027 г.
		12	Т-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		13	Т-110/120-130 ПРЗ-1	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2026 г.	
		14	Т-110/120-130	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		-	-		496,5	496,5	516,5	536,5	536,5	536,5	536,5	536,5		
Новосибирская ТЭЦ-2	АО «СГК-Новосибирск»			Уголь, мазут, газ										
		3	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		5	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		6	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		7	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
		9	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		-	-		345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Новосибирская ТЭЦ-5	АО «СГК-Новосибирск»			Уголь, газ, мазут									
		1	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	
Барабинская ТЭЦ	АО «СГК-Новосибирск»			Уголь, мазут, газ									
		2	K-17-90-1		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
		3	ПТ-34-8,8		34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	
		4	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	K-25-90-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	
ГПА Холодинвест	ООО «Холод Инвест»			Газ									
		1	JMS 320 GS-N.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Березовая ТЭЦ	ООО «Генерация Сибири»			Газ									
		1	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	

**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 Новосибирской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	3×167+167	–	–	–	501+167	– <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	14078,91	14078,91
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	4×180	–	–	–	720	– <sup>3)</sup>			
2	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	428	–	–	–	428	– <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	56164,35	56164,35
3	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	371	–	–	–	371	– <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	41543,46	41543,46
4	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,5	–	–	–	1,5	– <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	292,91	292,91
5	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	х	–	–	–	х	2028 <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	102,67	102,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	2025	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1243,49	578,04
				АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	–	63			
7	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой трансформаторов 1Т-25 110/10 кВ и 2Т-25 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	518,89	518,89
8	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	84,91	84,91

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
9	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2027 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	302,53	302,53
10	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	442,62	442,62
11	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2028 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	280,09	231,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
12	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформатора 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Барышевская	АО «РЭС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	86,44	86,44

#### Примечания

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

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

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