

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	20
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	20
2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская	20
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	22
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	22
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	31
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	36
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	36
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	36
2.3.2 Мероприятия, необходимые для обеспечения 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	41
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	43
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	44
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	44
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	47
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	48
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	49
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	51
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	51
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.....	53
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	62
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	64
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	66
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	67
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	68
7.1	Основные подходы	68
7.2	Исходные допущения.....	69
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	72
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	73
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	79
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.....	81

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
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИП	–	инвестиционный проект
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
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство

СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС Средний единый (котловой) тариф	–	Системный оператор Единой энергетической системы
	–	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
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Новосибирской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Новосибирской области на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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 – 5 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»	303,0
Более 50 МВт	
Филиал ООО «Эл 6» г. Новосибирск	78,0
Тепличные комбинаты (ООО ТК «Голмачёвский» и ООО ТК «Новосибирский»)	63,0
Более 10 МВт	
ООО «НТСК»	32,0
МУП г. Новосибирска «Горводоканал»	30,0
АО «Искитимцемент»	27,0
ФКП «Анозит»	16,0
ПАО «НЗХК»	14,0
Филиал ПАО «ОАК»-НАЗ им. В.П. Чкалова	14,0
АО «Разрез Колыванский»	13,0
АО «НСЗ»	13,0
АО «РИД Групп-Новосибирск»	11,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3027,6	–	–	–	–	3027,6
ГЭС	490,0	–	–	–	–	490,0
ТЭС	2537,6	–	–	–	–	2537,6

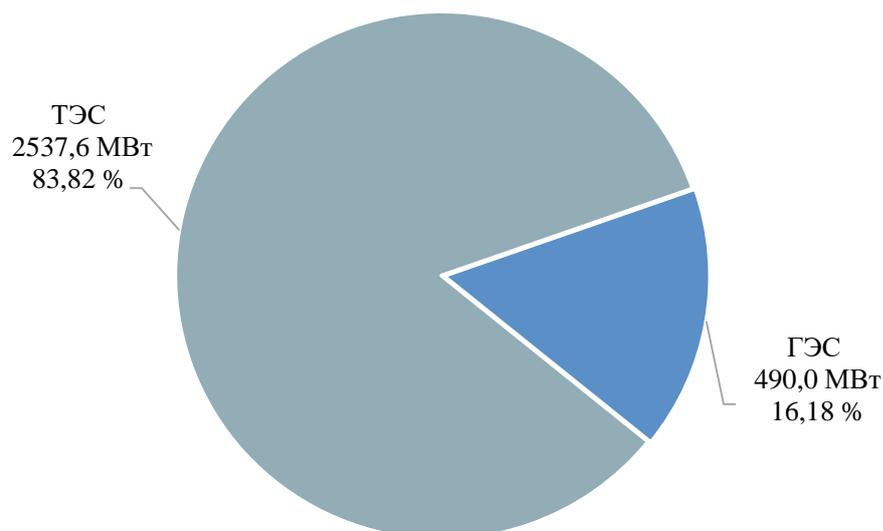


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Новосибирской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16536	16381	15963	17095	17326
Годовой темп прироста, %	3,47	-0,94	-2,55	7,09	1,35
Максимум потребления мощности, МВт	2851	2902	2887	2974	3013
Годовой темп прироста, %	2,85	1,79	-0,52	3,01	1,31
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5800	5645	5530	5748	5750
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.01 06:00	08.02 07:00	28.12 07:00	26.01 07:00	09.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-29,0	-31,1	-30,7	-29,8	-20,7

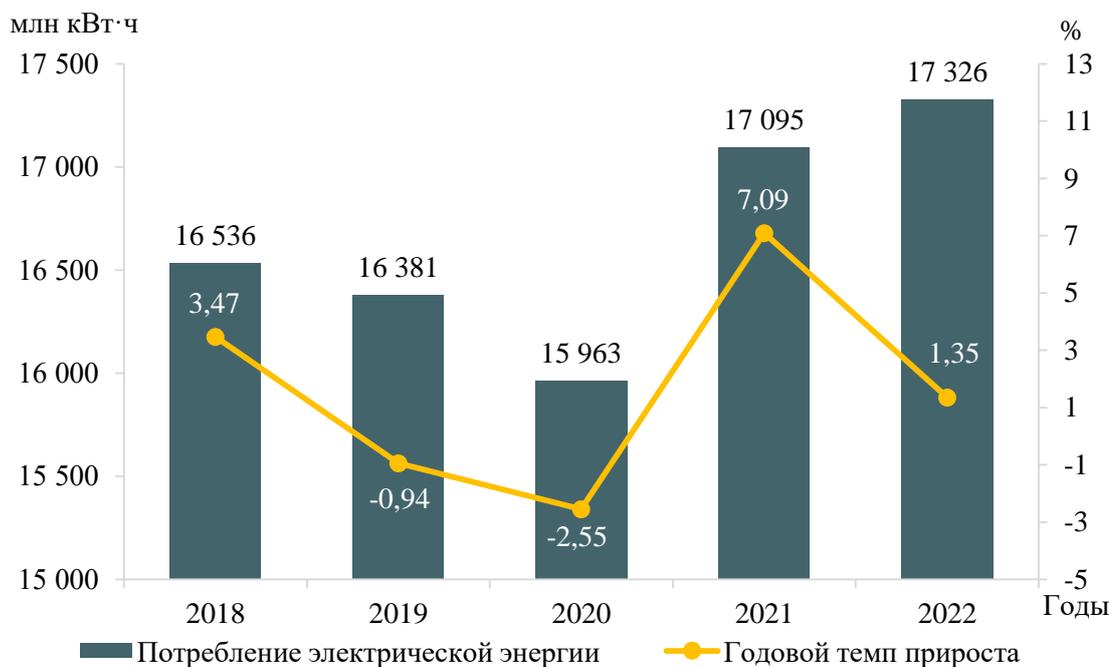


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

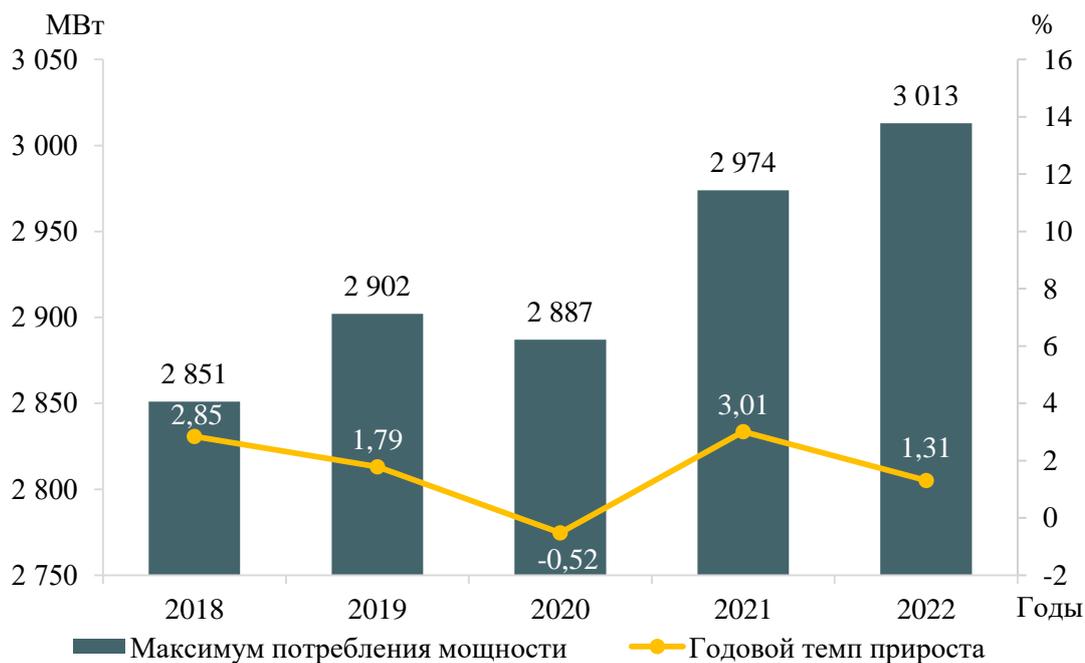


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области увеличилось на 1345 млн кВт·ч и составило в 2022 году 17326 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,63 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,09 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,55 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области увеличился на 241 МВт и составил 3013 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,01 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 0,52 %, Снижение потребления мощности в 2020 году и его рост в 2021 году обусловлено в том числе началом пандемии и последующим смягчением эпидемиологических ограничений.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг;
- снижением потребления предприятиями машиностроительного производства;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта.

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Новосибирской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Демонтаж участка отпайки от КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тулинская I цепь с отпайками (К-19) до ПС 110 кВ Вертковская. Строительство заходов КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тулинская I цепь с отпайками (К-19) на ПС 110 кВ Вертковская протяженностью 2,06 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Тулинская – Вертковская с отпайкой на ПС Сварная и КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская	АО «Региональные электрические сети»	2018	2×2,06 км
2	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная I цепь до ПС 220 кВ Тепличная протяженностью 0,5 км	АО «Электромаршрут»	2018	0,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Барышевская I цепь (К-27) до ПС 110 кВ Сады – Гиганта протяженностью 0,68 км	ООО «Сады Гиганта»	2019	0,68 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,09 км	АО «Региональные электрические сети»	2020	9,09 км
5	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 «Региональные электрические сети»	2020	4,99 км
6	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная II цепь с отпайками (К-10) протяженностью 4,99 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2020	4,99 км
7	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
8	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Лазурная с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,09 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	9,09 км
9	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская I цепь с отпайками (Ю-5) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,93 км
10	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская II цепь с отпайками (Ю-6) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,93 км
11	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Горская (К-30) с заменой кабеля протяженностью 1,03 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	1,03 км
12	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тепловая (К-29) с заменой провода протяженностью 0,65 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,65 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ ПП Библиотечный – Горская (К-32) с заменой опор и кабеля протяженностью 0,49 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,49 км
14	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская протяженностью 0,67 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,67 км
15	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Кировская протяженностью 0,67 км с увеличением пропускной способности	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,67 км
16	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная с заменой провода на кабель протяженностью 0,6 км с увеличением пропускной способности	АО «Электромагистраль»	2021	0,6 км
17	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
18	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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вертковская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Региональные электрические сети»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ельцовская (Н) с заменой трансформатора 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2018	40 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Текстильная с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2018	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Животновод с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	25 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	63 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карасукская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА и 2Т 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Региональные электрические сети»	2019	2×25 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2019	16 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Колывань с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	25 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская 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 «Региональные электрические сети»	2019	2×40 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сады Гиганта с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Сады Гиганта»	2019	25 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Текстильная с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	40 МВА
13	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 «Региональные электрические сети»	2020	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Барлак с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	16 МВА
15	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 «Региональные электрические сети»	2020	2×25 МВА
16	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 «Региональные электрические сети»	2020	2×40 МВА
17	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 «Региональные электрические сети»	2020	40 МВА
18	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 «Региональные электрические сети»	2020	25 МВА
19	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
20	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 «Региональные электрические сети»	2020	63 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
22	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
23	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 «Региональные электрические сети»	2020	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная Поляна с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
25	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 «Региональные электрические сети»	2020	40 МВА
26	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 «Региональные электрические сети»	2020	2×63 МВА
27	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Татарская с установкой второго трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2020	40 МВА
28	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
29	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 «Региональные электрические сети»	2021	16 МВА
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барлак с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2021	16 МВА
31	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 «Региональные электрические сети»	2021	40 МВА
32	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
33	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
34	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
35	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
36	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
37	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
38	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
39	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
40	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Новопорт с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	2×25 МВА
41	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 «Региональные электрические сети»	2022	40 МВА
42	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
43	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Коченево с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
44	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Оловозаводская с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2022	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
45	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
46	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тулинская с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2022	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Новосибирской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

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

2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская, 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</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 41 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 41 МВт при ТНВ +19 °С²⁾</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками²⁾</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, 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</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 37 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 37 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками</p>

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ Мероприятие выполняется на территории Кемеровской области – Кузбасса.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-9,9
	20.06.2018	18,8
2019	18.12.2019	-8,7
	19.06.2019	15,8
2020	16.12.2020	-13,7
	17.06.2020	18,0
2021	15.12.2021	-14,6
	16.06.2021	23,5
2022	21.12.2022	-9,4
	15.06.2022	18,3

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 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию ¹⁾	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	110/10/6	1Т-40/24	ТДТН-40000	115/11/6,6	40	2012	94	16,23	15,08	14,83	20,46	13,07	16,85	21,66	17,33	13,81	22,27	0,00
			2Т-40/24	ТДТН-40000	115/11/6,6	40	2012	94	11,20	8,75	12,99	13,10	20,52	9,90	15,99	11,75	20,04	14,68	
2	ПС 110 кВ Сокол	110/10	1Т	ТДН-16000	115/11	16	1972	98	3,27	4,28	6,49	6,45	4,09	2,67	2,91	3,79	4,55	4,36	0,00
			2Т	ТДН-16000	115/11	16	1983	98	1,21	3,12	1,32	3,09	6,91	1,51	2,04	2,35	2,09	3,51	
3	ПС 110 кВ Сосновка	110/10	1Т-16	ТДН-16000	115/10,5	16	1973	83	6,6	5,52	5,24	6,93	7,30	4,22	4,10	4,47	4,18	4,73	0,00
			2Т-16	ТДН-16000	115/10,5	16	1976	85	6,9	5,71	6,14	7,41	7,13	3,79	5,34	3,87	4,48	3,79	
4	ПС 110 кВ Юрьевская	110/10	1Т-10	ТДН-10000	115/11	10	1975	84	3,52	3,36	4,10	3,39	6,94	4,37	2,22	1,63	3,54	4,96	0,00
			2Т-10	ТДН-10000	115/11	10	1974	77	7,33	6,42	6,71	6,56	3,68	6,39	5,14	5,83	3,44	2,86	

Примечание – ¹⁾ 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 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	1Т-40/24	ТДТН-40000	2012	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т-40/24	ТДТН-40000	2012	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Сокол	1Т	ТДН-16000	1972	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000	1983	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Сосновка	1Т-16	ТДН-16000	1973	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1976	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Юрьевская	1Т-10	ТДН-10000	1975	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-10	ТДН-10000	1974	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	2019	37,65	ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	ООО «ЮМПЗ»	5342888	07.06.2022	2024	2,62	2,38	10	2,35	51,07	51,07	51,07	51,07	51,07	51,07
				ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	ООО «ЮМПЗ»	5342890	07.06.2022	2024	4,99	0,00	10	4,49						
				ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	ООО «ЮМПЗ»	5342889	07.06.2022	2024	4,95	0,00	10	4,46						
				ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24)	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	7,77	2,27	–	0,78						
2	ПС 110 кВ Сокол	2022	11,00	ПС 110 кВ Сокол	ООО «ПепсиКо Холдингс» (ООО «Фрито лей Мануфактуринг»)	2	29.11.2019	2024	6,89	0,00	20	3,44	27,47	27,47	27,47	27,47	27,47	27,47
				ПС 110 кВ Сокол	ПАО «ВымпелКом»	59/18/1	31.08.2018	2024	3,60	0,00	20	3,24						
				ПС 110 кВ Сокол	ПАО «Мегафон»	1/22	13.01.2022	2024	4,99	0,00	20	4,49						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Альфа-Финанс»	73/22	02.11.2022	2024	4,00	0,00	20	3,60						
				ПС 110 кВ Сокол	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,53	0,02	–	0,05						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
3	ПС 110 кВ Сосновка	2022	14,43	ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	263	22.03.2019	2024	3,11	0,00	10	1,24	17,39	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	677	22.10.2019	2024	1,00	0,00	10	0,40						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО СЗ «Румер»	426-1784/ТП-М	16.06.2021	2024	1,63	0,00	10	0,65						
				ПС 110 кВ Сосновка	ФГБУН «ФИЦ ФТМ»	5340483	16.09.2021	2024	1,00	0,00	0,4	0,20						
				ПС 110 кВ Сосновка	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	1,76	0,41	–	0,18						
4	ПС 110 кВ Юрьевская	2018	10,85	ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан-Новосибирск»	5341003	18.11.2021	2024	4,98 (2,49) ¹⁾	0,00	10	3,49 (1,74) ¹⁾	16,44	16,44	16,44	16,44	16,44	16,44
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан-Новосибирск»	5334723	28.11.2019	2024	4,89 (2,445) ¹⁾	0,00	10	3,42 (1,71) ¹⁾						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «Полнос»	5328267	30.06.2017	2024	0,67	0,10	10	0,54						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	10,45	1,94	–	1,05						

Примечание – ¹⁾ В соответствии с ТУ на ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Юрьевская и ПС 110 кВ Животновод, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Юрьевская учитывается половина заявленной мощности.

ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24).

В настоящее время на ПС 110 кВ Искитимская установлены 4 силовых трансформатора:

– два трансформатора (1Т-40/24 и 2Т-40/24) 110/10/6 кВ, от которых осуществляется питание ЗРУ 10 кВ и ЗРУ 6 кВ подстанции;

– два трансформатора (3Т и 4Т) 110/3 кВ, от которых осуществляется питание ЗРУ 3 кВ подстанции.

ЗРУ 10 кВ, ЗРУ 6 кВ и ЗРУ 3 кВ ПС 110 кВ Искитимская не связаны между собой. Соответственно, нагрузка трансформаторов 1Т и 2Т подстанции определяется нагрузкой, подключенной к шинам ЗРУ 10 кВ и ЗРУ 6 кВ. Загрузка трансформаторов 3Т и 4Т подстанции определяется нагрузкой, подключенной к шинам ЗРУ 3 кВ. Таким образом, оценка уровня загрузки ПС 110 кВ Искитимская выполняется отдельно для трансформаторов 1Т-40/24 и 2Т-40/24.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 37,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 77,09 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +15,8 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,221.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,42 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

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

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

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

$S_{срм}$ – 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:

$$S_{персп}^{тр} = 37,65 + 13,42 + 0 - 0 = 51,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104,56 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Искитимская (1Т-40/24 и 2Т-40/24) расчетный объем ГАО составит 2,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-40/24 и 2Т-40/24 на трансформаторы мощностью не менее 51,07 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т-40/24 и 2Т-40/24 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Сокол.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 11,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 57,44 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,4^{\circ}\text{C}$ 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 20,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,47 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,00 + 16,47 + 0 - 0 = 27,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,45 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сокол ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сокол расчетный объем ГАО составит 8,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 27,47 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 и 2Т 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Сосновка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 14,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 75,34 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 8,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,97 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 14,43 + 2,97 + 0 - 0 = 17,40 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 90,83 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС», по реконструкции 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.

ПС 110 кВ Юрьевская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 10,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 90,45 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 10,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,58 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при ТНВ $-9,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет 1,200, а при ТНВ $+18,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ – 1,010.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,59 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «ДорХан-Новосибирск» ДТП от 18.11.2021 № 5341003, ООО «ДорХан-Новосибирск» ДТП от 28.11.2019 № 5334723, ООО «ПОЛЮС» ДТП от 30.06.2017 № 5328267) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов в зимний период согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,85 + 5,59 + 0 - 0 = 16,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит в зимний период 137,09 % от $S_{\text{дн}}$, в летний период 161,99 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юрьевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юрьевская расчетный объем ГАО составит 4,45 МВА в зимний период и 6,26 МВА в летний период.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 16,44 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 реконструкцию ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 и 2Т-10 2×10 МВА 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 АО «Энергетик»

Рассмотрены предложения АО «Энергетик» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11– Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	110/10/10	1Т	ТРДН-25000/110-66	115/10,5	25	1976	74,42	13,60	14,55	15,13	12,40	14,28	9,95	14,40	10,45	10,25	11,18	0,00
			2Т	ТРДН-25000/110-66	115/10,5	25	2008	98	13,60	14,55	15,13	12,40	14,28	9,95	14,40	10,45	10,25	11,18	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	1Т	ТРДН-25000/110-66	1976	74,42	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДН-25000/110-66	2008	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	2020	30,26	ПС 110 кВ ВАСХНИЛ	ООО СЗ «Мета-Краснообск»	89	07.08.2020	2024	2,50	0,00	0,4	1,00	31,37	31,37	31,37	31,37	31,37	31,37

ПС 110 кВ ВАСХНИЛ.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 30,26 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 96,83 % (100,87 %) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора 1Т и не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора 2Т.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -13,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе 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 2,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,11 МВА).

Согласно информации от АО «Энергетик» в соответствии с ТУ на ТП ООО СЗ «Мета-Краснообск» (ДТП от 07.08.2020 № 89 заявленной мощностью 2,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой трансформатора 25 МВА на 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,26 + 1,11 + 0 - 0 = 31,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 100,39 % (104,57 %) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ВАСХНИЛ ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ ВАСХНИЛ расчетный объем ГАО составит 0,12 (1,37) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 31,37 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 реконструкцию ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Энергетик».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год (1Т), 2024 год (2Т).

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

2.2.2.1 АО «РЭС»

Рассмотрены предложения АО «РЭС» по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ в целях исключения рисков ввода

ГАО. В таблице 14 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Толмачевская	110/35/10	1Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	2008	93	17,22	16,00	19,92	20,85	21,09	9,01	8,88	9,36	12,04	13,19	0,00
			2Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	2008	94	19,65	21,32	22,29	23,08	28,25	12,95	13,05	14,53	10,94	14,00	
2	ПС 35 кВ Верх-Тула	35/10	1Т	ТДНС-16000	38,5/11	16	2017	100	7,20	6,24	10,32	10,70	9,75	3,55	4,13	3,99	3,76	4,67	0,00
			2Т	ТДНС-16000	38,5/11	16	2017	100	7,58	8,12	11,47	11,34	14,49	2,89	4,70	5,39	6,38	6,84	

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Толмачевская	1Т	ТДТН-40000	2008	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-40000	2008	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 35 кВ Верх-Тула	1Т	ТДНС-16000	2017	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		2Т	ТДНС-16000	2017	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Толмачевская	2022	49,34	ПС 35 кВ Верх-Тула	ДНТ «Русское поле»	5302688	06.12.2007	2024	0,68	0,40	10	0,27	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ИП Мирошниченко М.Н.	5337220	27.11.2020	2024	0,40	0,60	10	0,20						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ООО «Дома Сибири»	5317476	03.06.2013	2024	0,68	0,00	10	0,27						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ООО «Золотая Сфера»	5317830	28.06.2013	2024	0,76	0,00	10	0,38						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2025	15,74	2,67	–	1,57						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «РусАгро-Маркет-Новосибирск»	41/19/1	23.09.2019	2024	3,00	0,00	35	1,50						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Вайлдберриз»	60/22	21.09.2022	2024	2,70	0,00	20	1,35						
				ПС 110 кВ Толмачевская	АО «Завод сборного железобетона № 6»	5304391	07.08.2008	2024	1,27	0,24	0,4	0,51						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ПК «Рост»	5319042	11.09.2013	2024	0,51	0,49	10	0,10						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Альгеба»	5326928	17.11.2016	2024	0,93	0,00	10	0,37						
2	ПС 35 кВ Верх-Тула	2022	24,24	ПС 35 кВ Верх-Тула	ДНТ «Русское поле»	5302688	06.12.2007	2024	0,68	0,40	10	0,27	27,24	27,24	27,24	27,24	27,24	27,24
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ИП Мирошниченко М.Н.	5337220	27.11.2020	2024	0,40	0,60	10	0,20						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ООО «Дома Сибири»	5317476	03.06.2013	2024	0,68	0,00	10	0,27						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ООО «Золотая Сфера»	5317830	28.06.2013	2024	0,76	0,00	10	0,38						
				ПС 35 кВ Верх-Тула	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2025	15,74	2,67	–	1,57						

ПС 110 кВ Толмачевская.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 49,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,68 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,4 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 36,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,40 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 49,34 + 8,40 + 0 - 0 = 57,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115,48 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Толмачевская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Толмачевская расчетный объем ГАО составит 7,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 57,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Согласно информации от АО «РЭС» от ПС 110 кВ Толмачевская по двухцепной ВЛ 35 кВ Толмачевская – Верх-Тула осуществляется питание ПС 35 кВ Верх-Тула, на которой в настоящий момент имеется дефицит трансформаторной мощности.

ПС 35 кВ Верх-Тула.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ Верх-Тула за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144,29 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,00 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,24 + 3,00 + 0 - 0 = 27,24 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 162,14 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Верх-Тула ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Верх-Тула расчетный объем ГАО составит 10,44 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 27,24 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.

По информации АО «РЭС» также имеется необходимость реконструкции питающих ПС 35 кВ Верх-Тула ЛЭП 35 кВ с заменой провода на провод большей пропускной способности.

Сетевая организация АО «РЭС» предлагает к реализации альтернативное решение – строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и питающих ВЛ 110 кВ. Номинальная мощность трансформаторов сооружаемой ПС 110 кВ Залив определена исходя из необходимости перевода нагрузки фидеров 2, 4, 6, 8, 11 с ПС 35 кВ Верх-Тула на ПС 110 кВ Залив ввиду высокой аварийности, большой разветвленности и протяженности существующих электрических сетей. Суммарная нагрузка фидеров 2, 4, 6, 8, 11 по данным зимнего контрольного замера 2022 года составляет 17,55 МВА.

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ПК «Рост» ДТП от 11.09.2013 № 5319042, ИП Мирошниченко М.Н. ДТП от 27.11.2020 № 5337220, ООО «Альгеба» ДТП от 17.11.2016 № 5326928, ООО «Золотая Сфера» ДТП от 28.06.2013 № 5317830, ООО «СЗ ИСК Оптимум Сибирь» ДТП от 01.09.2022 № 5344091, ООО «Дома Сибири» ДТП от 03.06.2013 № 5317476) предусмотрены мероприятия по строительству ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив (заданием на проектирование определены к установке трансформаторы мощностью 2×25 МВА).

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены два варианта комплекса мероприятий по устранению выявленных проблем.

Вариант № 1:

- реконструкция ПС 110 кВ Толмачевская с заменой существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×40 МВА на 2×63 МВА;
- реконструкция ПС 35 кВ Верх-Тула с заменой существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×40 МВА;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Толмачевская – Верх-Тула I, II цепь ориентировочной протяженностью 18,62 км с увеличением пропускной способности.

Вариант № 2:

- строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;
- строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив ориентировочной протяженностью 11,7 км каждая.

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию мероприятий по варианту № 1 составит 414,66 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятий по варианту № 2 – 413,62 млн руб. (без НДС).

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант № 2 со строительством нового центра питания ПС 110 кВ Залив.

С учетом вышеизложенного для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив ориентировочной протяженностью 11,7 км каждая.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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, 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

ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

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 Парабель – 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 ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

2.3.1.1 Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ

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

В таблице 17 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 220 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 220 кВ Строительная	220/10/6	1Т	ТРДНС-40000	230/11/6,6	40	1992	75	12,80	11,50	15,30	13,30	17,27	6,50	4,50	9,00	11,50	0,00	0,00
			2Т	ТРДНС-40000	230/11/6,6	40	1991	75	6,20	5,40	2,80	7,20	6,31	1,40	5,90	2,60	4,20	15,43	
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	1Т	ТРДНС-40000	–	20	1992	75	12,70	10,80	14,60	10,20	13,89	6,50	3,90	8,50	8,70	0,00	0,00
			2Т	ТРДНС-40000	–	20	1991	75	6,20	5,10	2,70	7,10	6,27	1,40	5,90	2,60	4,20	14,55	
	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	1Т	ТРДНС-40000	–	20	1992	75	0,10	0,70	0,70	3,00	3,38	0,00	0,50	0,50	2,80	0,00	0,00
			2Т	ТРДНС-40000	–	20	1991	75	0,00	0,30	0,10	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,89	

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °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
	ш. 10 кВ 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
	ш. 6 кВ 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 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 220 кВ Строительная	2022	23,58	ПС 220 кВ Строительная	ООО «Сибирь Экспоцентр»	5326787	18.10.2016	2024	0,95	2,48	10	0,19 ¹⁾	30,35	30,35	34,12	34,79	34,79	34,79
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	84907/5317741	28.05.2013	2024	1,345	0,25	10	0,54						
					ЗАО «Верх-Тулинское»	79877/5316942	04.03.2013	2027	1,50	0,00	10	0,60						
					ЗАО «Верх-Тулинское»	112-2-23/5302709	21.12.2007	2026	8,50	0,00	10	3,40						
					ООО «Экология-Новосибирск»	109203/5323122	03.03.2015	2024	3,00	0,00	6	2,10						
					ИП Демкина Марина Анатольевна	5317532	16.05.2013	2024	0,97	0,00	10	0,77						
					ПК «Толмачевский»	5327274	14.12.2016	2024	2,50	0,00	6	1,25						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	12,36	0,61	–	1,24						
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	2022	20,16	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО «Сибирь Экспоцентр»	5326787	18.10.2016	2024	0,95 (0,47) ¹⁾	2,48	10	0,38 (0,19) ¹⁾	22,82	22,82	26,60	27,26	27,26	27,26
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	84907/5317741	28.05.2013	2024	1,35	0,25	10	0,54						
					ЗАО «Верх-Тулинское»	79877/5316942	04.03.2013	2027	1,50	0,00	10	0,60						
					ЗАО «Верх-Тулинское»	112-2-23/5302709	21.12.2007	2026	8,50	0,00	10	3,40						
					ИП Демкина Марина Анатольевна	5317532	16.05.2013	2024	0,97	0,00	10	0,77						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	8,90	0,46	–	0,89						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	2022	3,42	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО «Экология-Новосибирск»	109203/5323122	03.03.2015	2024	3,00	0,00	6	2,10	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
ПК «Толмачевский»					5327274	14.12.2016	2024	2,50	0,00	6	1,25							
ТУ на ТП менее 670 кВт					2024	3,46	0,15	–	0,35									

Примечание – ¹⁾ В соответствии с ТУ на ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 220 кВ Строительная и ПС 110 кВ Текстильная, 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 17, 18 фактическая нагрузка трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2018–2022 годов не превышала длительно допустимые величины.

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 10 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 84,21 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 6 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 3,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка обмотки 6 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 14,29 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при ТНВ -9,4 °С 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 21,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,10 МВА) на напряжении 10 кВ и суммарной максимальной мощностью 8,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,11 МВА) на напряжении 6 кВ.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,16 + 7,10 + 0 - 0 = 27,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 113,88 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,42 + 4,11 + 0 - 0 = 7,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка обмотки 6 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 31,44 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Строительная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Строительная расчетный объем ГАО составит 3,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью обмотки 10 кВ не менее 27,26 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

2.3.2 Мероприятия, необходимые для обеспечения 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

Сокращение 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 может быть выполнено посредством реализации раздела электрической сети на ПС 220 кВ Урожай по ВЛ 220 кВ Урожай – Районная (221) и ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль. В создаваемой схеме для исключения в послеаварийных режимах недопустимого снижения напряжения в сети 110–220 кВ энергорайона ПС 500 кВ Барнаульская – ПС 220 кВ Урожай – ПС 220 кВ Южная (А), а также недопустимой перегрузки линий 110 кВ на транзитах 110 кВ ПС 220 кВ Власиха – ПС 110 кВ Корчинская, ПС 220 кВ Южная (А) – ПС 110 кВ Кулунда, ПС 220 кВ Южная (А) – ПС 110 кВ Благовещенская требуется замыкание следующих нормально отключенных транзитов 110 кВ в энергосистеме Новосибирской области:

- ПС 220 кВ Сузун – ПС 110 кВ Посевная;
- ПС 220 кВ Сузун – ПС 220 кВ Южная (Н);
- Новосибирская ГЭС – ПС 110 кВ Кочки;
- ПС 220 кВ Светлая – ПС 110 кВ Кочки;
- ПС 220 кВ Урожай – ПС 110 кВ Кочки;
- ПС 220 кВ Урожай – ПС 110 кВ Здвинская;
- ПС 220 кВ Урожай – ПС 110 кВ Купинская.

При этом дополнительно требуется реализация следующих технических мероприятий:

– установка выключателя на ПС 110 кВ Карасукская для исключения избыточного погашения нагрузки ПС 110 кВ Карасукская и ПС 110 кВ Целинная при коротких замыканиях на ВЛ 110 кВ Урожай – Карасукская I цепь (УК-1);

– замена перегружающегося оборудования 110 кВ на 8 объектах электроэнергетики, принадлежащих АО «РЭС» и филиалу ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго»;

– проектная проработка необходимости оснащения замыкаемых шунтирующих связей 110 кВ устройствами АЛАР в связи с наличием риска

возникновения асинхронного режима и фактическим отсутствием устройств АЛАР на указанных связях в настоящее время;

– установка АОПО КВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская I цепь с отпайками (КВЛ ВА-167) и КВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская II цепь с отпайками (КВЛ ВА-112) на ПС 220 кВ Власиха с действием на отключение нагрузки для исключения их недопустимой перегрузки при отключении ВЛ 220 кВ на участке сети 220 кВ Барнаульская – Светлая;

– реконструкция устройств РЗА на 9 объектах электроэнергетики 110–500 кВ, принадлежащих ОАО «РЖД», АО «РЭС», филиалу ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго», АО «Электромагистраль», филиалу ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС для исключения избыточного и неселективного отключения потребителей при коротких замыканиях.

Перечень мероприятий, обеспечивающий возможность 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 включает в себя:

1) замыкание транзитов 110 кВ в энергосистеме Новосибирской области посредством включения:

- В 3-24 на ПС 110 кВ Купинская;
- В 3-50 на ПС 110 кВ Здвинская;
- В 3-22 ПС 110 кВ Краснозёрская;
- ВЛ КК-113 ПС 110 кВ Кочки;
- ВЛ 3-29 на ПС 110 кВ Кочки;
- ВЮ-25 на ПС 220 кВ Сузун;
- ВС-110 на ПС 110 кВ Бобровская.

2) оснащение АВР-220 ПС 220 кВ Урожай (АО «Электромагистраль»);

3) замена оборудования:

– ПС 110 кВ Шипуновская (АО «РЭС»): ТТ 100 А в ячейке ВС-110;

– ПС 110 кВ Крутихинская (филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго»): ТТ 150 А в ячейке ВЛ 110 кВ Крутихинская – Кочки с отпайкой на ПС Волчнобурлинская (ВЛ КК-113);

– ПС 110 кВ Краснозёрская (АО «РЭС»): ТТ 200 А в ячейке ВЛ 110 кВ Урожай – Краснозёрская с отпайками (3-23) и ТТ 200 А в ячейке ВЛ 110 кВ Кочки – Краснозёрская с отпайками (3-22).

– ПС 110 кВ Здвинская (АО «РЭС»): ТТ 200 А в ячейке ВЛ 110 кВ Барабинская ТЭЦ – Здвинская с отпайками (3-36) и ТТ 200 А в ячейке ВЛ 110 кВ Здвинская – Лянино с отпайкой на ПС Верх-Урюм (3-50);

– ПС 110 кВ Купинская (АО «РЭС»): ТТ 200 А в ячейке ВЛ 110 кВ Купинская – Баганская (3-24 Купинская – Баганская);

– ПС 110 кВ Быструха (АО «РЭС»): двух ТТ 200 А в ячейках ВЛ 110 кВ Ордынская – Кочки с отпайками (3-29);

– ПС 110 кВ Средний Алеус (АО «РЭС»): двух ВЧЗ 200 А в ячейках ВЛ 110 кВ Ордынская – Кочки с отпайками (3-29);

– ПС 110 кВ Северская (филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго»): ТТ 200 А в ячейке СВ-110;

4) проектная проработка необходимости оснащения устройствами АЛАР шунтирующих связей 110 кВ ПС 220 кВ Сузун – ПС 220 кВ Южная, ПС 220 кВ Светлая – ПС 110 кВ Кочки, ПС 220 кВ Урожай – ПС 110 кВ Кочки, ПС 220 кВ

Урожай – ПС 110 кВ Барабинская ТЭЦ, ПС 220 кВ Урожай – ПС 220 кВ Татарская, Новосибирская ГЭС – ПС 110 кВ Кочки;

5) установка АОПО КВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская I цепь с отпайками (КВЛ ВА-167) и КВЛ 110 кВ Власиха – Арбузовская II цепь с отпайками (КВЛ ВА-112) на ПС 220 кВ Власиха с действием на отключение нагрузки;

6) установка вторых комплектов КСЗ (десять комплектов) на ПС 500 кВ Иртышская, ПС 220 кВ Мынкуль, ПС 220 кВ Валиханово, ПС 220 кВ Районная и ПС 220 кВ Урожай (ВЛ 220 кВ Урожай – Районная, ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль) взамен неработоспособных ВЧБ. Изменение схемы подключения КСЗ на ПС 220 кВ Валиханово и ПС 220 кВ Районная для защиты ошиновки;

7) замена токовых ненаправленных защит на КСЗ (два комплекта) на ПС 110 кВ Краснозёрская на ВЛ 110 кВ Кочки – Краснозёрская (З-22) и ВЛ 110 кВ Краснозёрская – Урожай (З-23);

8) замена токовых ненаправленных защит на КСЗ (два комплекта) на ПС 110 кВ Гилево на ВЛ 110 кВ Гилево – Южная с отпайкой на ПС Птичья I, II цепь (Ю-21, Ю-22);

9) установка на ПС 110 кВ Крутихинская одного комплекта КСЗ ВЛ 110 кВ Светлая – Крутихинская;

10) установка одного комплекта КСЗ и выключателя на ПС 110 кВ Карасукская для ВЛ 110 кВ Урожай – Карасукская I цепь (УК-1).

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 20 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Новосибирской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 20 – 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								
45	1	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	320,0	115,0	110	2024	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 тяг. ПС 110 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	2024–2025	ПС 110 кВ Академическая новая (ПС 220 кВ Научная, Новосибирская ГЭС)
3	Горнодобывающее предприятие	АО «Сибирский антрацит» (АО «Разрез Колыванский»)	0,0	35,0	220	2024–2025	ПС 220 кВ Южная
4	Центр обработки данных, новая ПС 220 кВ Нэолайн	ООО «Нэолайн»	0,0	34,5	220	2024–2025	ПС 220 кВ Дружная Новосибирская ТЭЦ-3
5	Жилой комплекс «Плющихинский»	ООО «Дискус плюс»	24,6	2,7	10	2023–2024	ПС 220 кВ Восточная
6	Цементный завод	АО «Искитимцемент»	0,0	21,3	6	2024	ПС 110 кВ Искитимская
7	Тепличный комбинат «Обской»	ООО «ТК Обской»	10,8	6,3	10	2025	ПС 220 кВ Тепличная
8	Фабрика по производству кормов для непродуктивных животных	ООО «Нестле Россия»	0,0	15,0	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 110 кВ Заречная
9	Жилой комплекс «Солнечная долина»	ЗАО «Труд»	0,0	15,0	6	2023	ПС 110 кВ Электровозная
10	Позиционный район войсковой части	Минобороны РФ	0,0	13,7	110	2023	ПС 110 кВ Пашино ПС 110 кВ Лесная
11	Центр коллективного пользования «Сибирский кольцевой источник фотонов»	ФГБУН «ФИЦ Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН»	0,0	12,4	10	2023–2024	ПС 110 кВ Лесная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17561	17730	18134	18696	19449	19810	19977
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	169	404	562	753	361	167
Годовой темп прироста, %	–	0,96	2,28	3,10	4,03	1,86	0,84

Потребление электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области прогнозируется на уровне 19977 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,05 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 753 млн кВт·ч или 4,03 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 167 млн кВт·ч или 0,84 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 20.

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

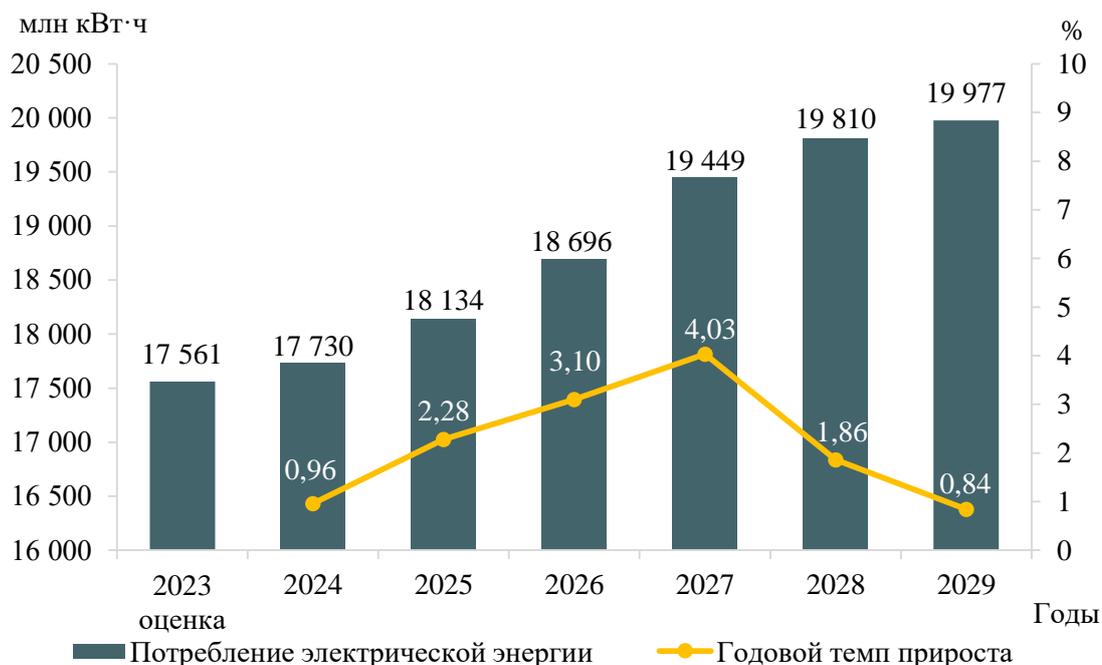


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

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 электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3062	3075	3130	3241	3331	3349	3369
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	13	55	111	90	18	20
Годовой темп прироста, %	–	0,42	1,79	3,55	2,78	0,54	0,60
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5735	5766	5794	5769	5839	5915	5930

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2029 году прогнозируется на уровне 3369 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,61 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 111 МВт или 3,55 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», наименьший годовой прирост мощности – 13 МВт или 0,42 % в 2024 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период уплотняется. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 5930 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

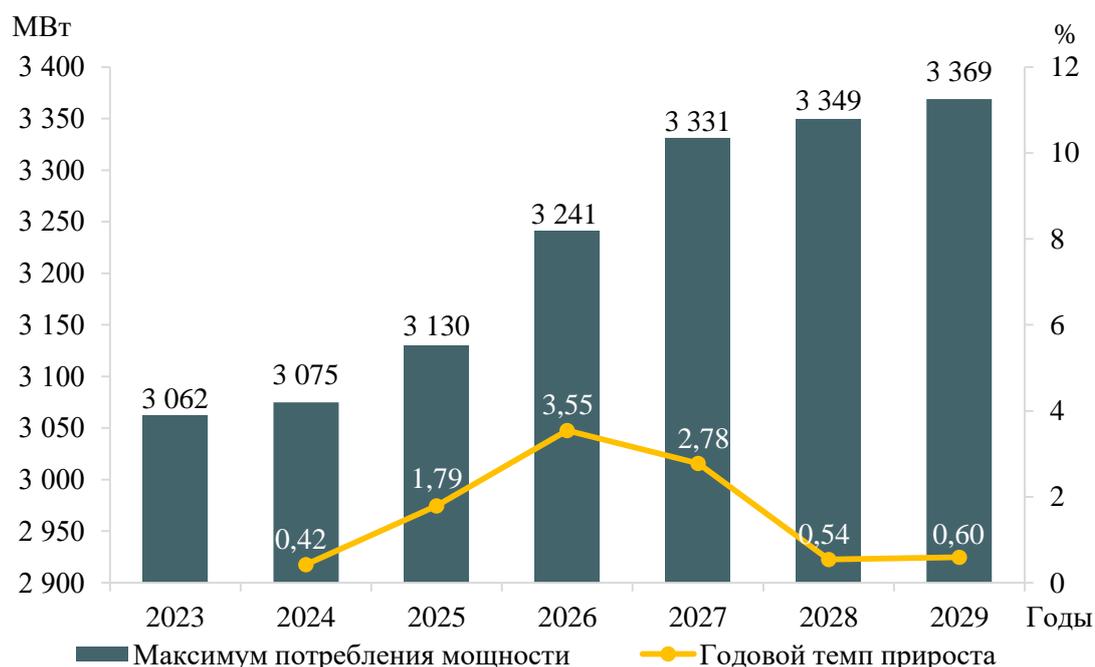


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2024–2029 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 2029 году составит 3067,6 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Новосибирской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена в таблице 23. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена на рисунке б.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	3027,6	3027,6	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6	3067,6
ГЭС	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
ТЭС	2537,6	2537,6	2537,6	2557,6	2577,6	2577,6	2577,6

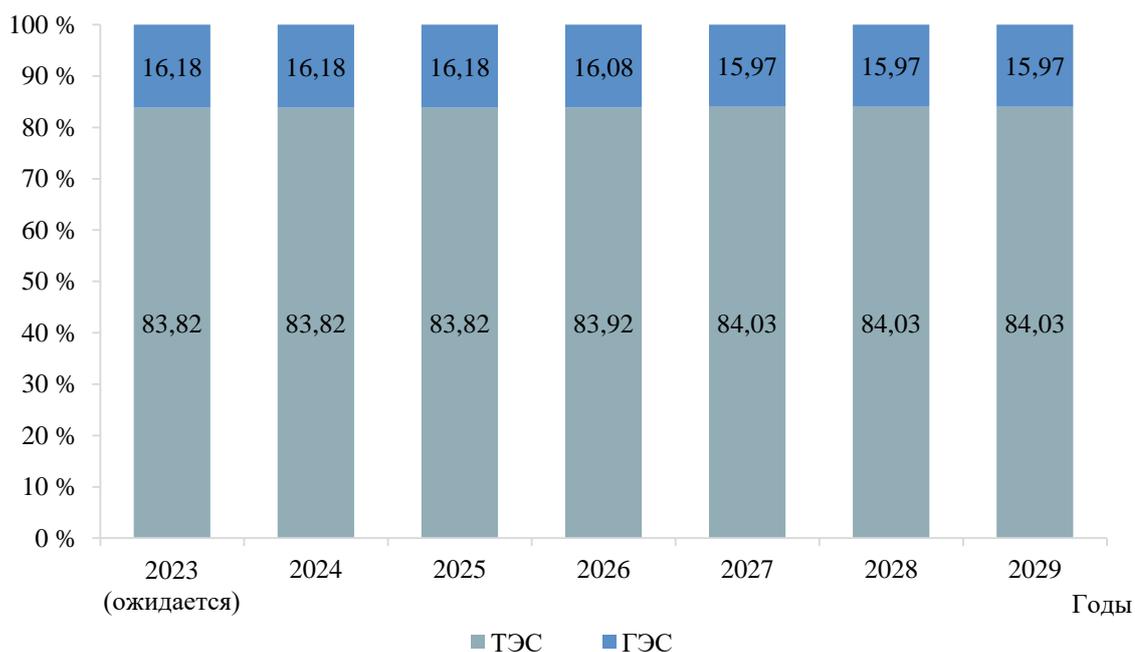


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 25 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 25 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Сибирский Антрацит»	220	МВА	–	1×40	1×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибирский Антрацит»	АО «Сибирский Антрацит»	–	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 «Сибирский Антрацит»	220	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
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 ТЭЦ-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				
5	Строительство ПС 220 кВ Родники с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Энергоресурс»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Энергоресурс»	ООО «Энергоресурс»	–	20,751
6	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Правобережная (236) и ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Отрадная (237) до ПС 220 кВ Родники ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая	ООО «Энергоресурс»	220	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1,0				
7	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
8	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				
9	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				
10	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
11	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				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
12	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
13	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				
14	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
15	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				
16	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
17	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				
18	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
19	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				
20	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
21	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				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	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
23	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				
24	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
25	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				
26	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
27	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
28	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 потребителя ООО «Аланса Групп», ООО «ТУРСИБ-А»	ООО «Аланса Групп»	–	3,100
														ООО «ТУРСИБ-А»	–	2,000
29	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Энергетик»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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 СЗ «Мета-Краснообск»	ООО СЗ «Мета-Краснообск»	–	2,500
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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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 «Интер Строй», ООО «Солнечный Город»	ООО «Интер Строй»	–	1,4986
														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»	17,514	7,000
														ОАО «РЖД»	17,738	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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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
														ООО «АСТ-ИНЖИНИРИНГ»	0,3145	1,6855
														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 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
46	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
47	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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
48	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
49	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
50	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
51	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
52	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
53	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
54	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
55	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»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Союз-Инвест», ООО «Виакон «Проект Радуга», ООО «СЗ «Азимут», ООО «Седьмая концессионная компания»	ООО «СЗ «Союз-Инвест»	–	1,98666
														ООО «Виакон «Проект Радуга»	–	1,80604
														ООО СЗ «Азимут»	–	1,1542
														ООО «Седьмая концессионная компания»	–	1,03688

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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
57	Реконструкция ПС 110 кВ Искитимская с заменой трансформатора 3Т 110/3 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Искитимцемент»	АО «Искитимцемент»	–	21,298
58	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 110/10 кВ и 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан-Новосибирск», ООО «ПОЛЮС»	ООО «ДорХан-Новосибирск»	–	4,980
														ООО «ДорХан-Новосибирск»	–	4,890
														ООО «ПОЛЮС»	0,10	0,670
59	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 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО «Промагрокапитал», ООО «ПФО Западная Сибирь»	АО «АРЖС НСО»	–	7,765
														ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
														ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
														ООО «ПФО Западная Сибирь»	–	4,300
60	Строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ПК «Рост», ИП Мирошниченко М.Н., ООО «Альгеба»	ПК «Рост»	–	1,000
														ИП Мирошниченко М.Н.	–	1,000
														ООО «Альгеба»	–	0,9305
61	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив ориентировочной протяженностью 11,7 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×11,7	–	–	–	–	–	–	23,4	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 потребителей ПК «Рост», ИП Мирошниченко М.Н., ООО «Альгеба», ООО «Золотая Сфера» и т. д.	ООО «Золотая Сфера»	–	0,764
														ООО «СЗ ИСК Оптимум Сибирь»	–	0,755
														ООО «Дома Сибири»	–	0,6842

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
62	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая 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 потребителей ООО «Адман», ООО «Батисибирь», ИП Дорофеева Н.Н.	ООО «Адман»	0,66913	3,200
														ООО «Батисибирь»	–	1,500
														ИП Дорофеева Н.Н.	–	0,74957
63	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Тулинская – Комсомольская I, II цепь с отпайкой на ПС Чемская (Ч-1, Ч-2)	АО «РЭС»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройинвестпроект», ПК «Жилищно-строительный кооператив «на Петухова»	ООО «Стройинвестпроект»	–	2,00593
														ПК «Жилищно-строительный кооператив «на Петухова»	–	0,87292
64	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. лицо, 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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	–	770	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкцию 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	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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ 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 «Энергетик»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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 СЗ «Мета-Краснообск»
		АО «Энергетик»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	–	40
2	Реконструкция ПС 110 кВ Искитимская с заменой трансформаторов 1Т-40/24 110/10/6 кВ и 2Т-40/24 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
4	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 110/10 кВ и 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан-Новосибирск», ООО «ПОЛЮС»
5	Строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ПК «Рост», ИП Мирошниченко М.Н., ООО «Альгеба», ООО «Золотая Сфера» и т. д.
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив ориентировочной протяженностью 11,7 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×11,7	–	–	–	–	–	–	23,4	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 потребителей ПК «Рост», ИП Мирошниченко М.Н., ООО «Альгеба», ООО «Золотая Сфера» и т. д.

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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) утвержденной приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Новосибирской области от 08.07.2022 № 111 корректировки инвестиционной программы АО «Энергетик» на 2020–2024 годы;

4) утвержденной приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Новосибирской области от 01.12.2022 № 200 изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «РЭС» на период 2021–2025 годов;

5) утвержденной приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Новосибирской области от 23.12.2022 № 232 инвестиционной программы АО «Электрмагистраль» на 2020–2024 годы;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 [5];
- 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Новосибирской области осуществляют свою деятельность 31 сетевая организация. Наиболее крупной ТСО является АО «Региональные электрические сети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 89 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹ и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Приказ Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.11.2020 № 663-ЭЭ и от 23 декабря 2019 года № 754-ЭЭ.

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 среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 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 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.11.2022 № 599-ЭЭ (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 Федерации³.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Новосибирской области, оплачивающих услуги по передаче 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, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	5,4 %	3,9 %	2,1 %	0,9 %	0,7 %	0,1 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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 Новосибирской области представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Новосибирской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2913	3015	2965	2759	2759	2759
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	244	256	206	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3262	2811	3098	2643	2643	2643

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 31 и на рисунке 7.

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 31 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	20,8	22,6	24,0	25,1	26,1	27,0
НВВ	млрд руб.	21,9	23,0	23,7	24,3	24,8	25,3
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,1	0,4	-0,3	-0,8	-1,3	-1,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0
Среднегодовой темп роста	%	—	105	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8
Среднегодовой темп роста	%	—	101	101	102	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,09	0,03	-0,02	-0,06	-0,09	-0,13

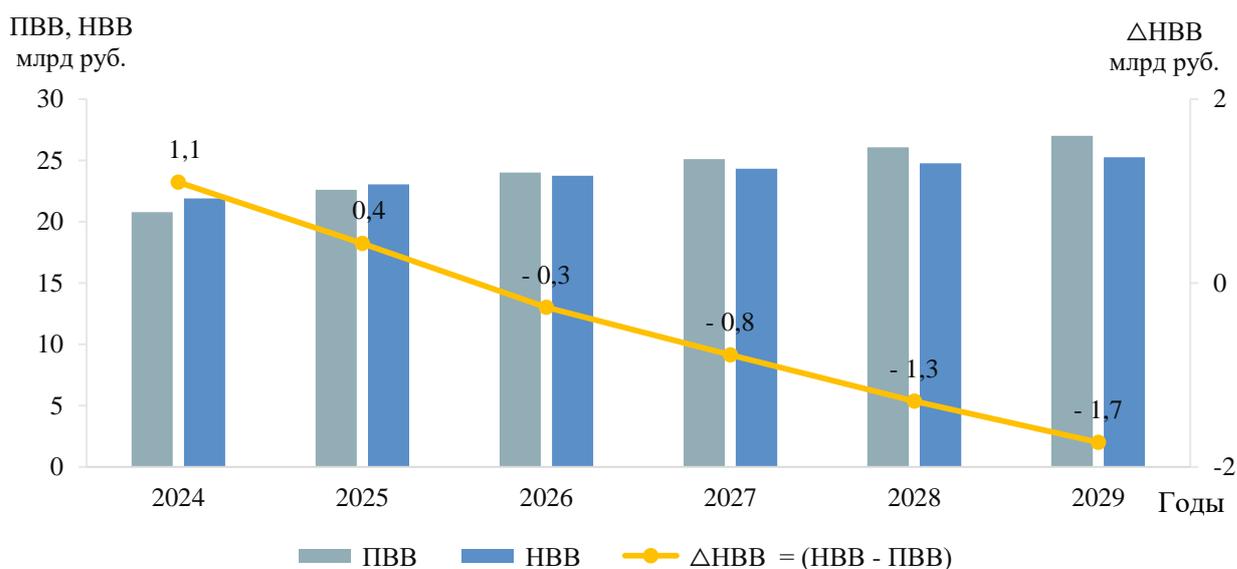


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,3 и 2,2 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

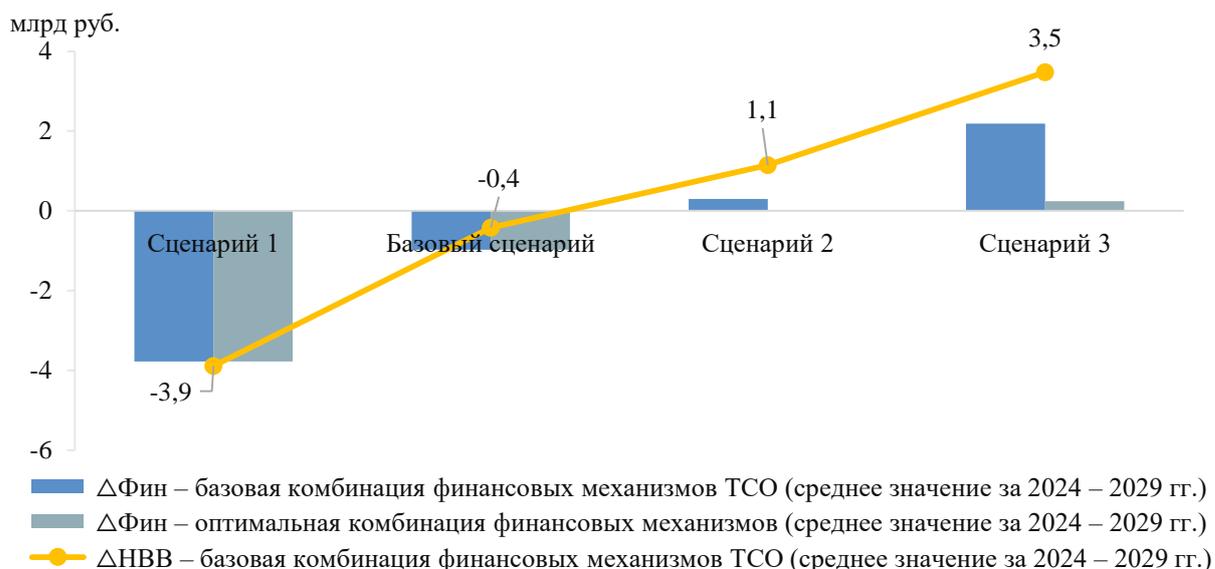


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Новосибирской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	13 %	16 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	63 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	21 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 32). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

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 2029 году в объеме 19977 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,05 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2029 году увеличится и составит 3369 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,61 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5766–5930 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 40 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2029 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 846,4 км, трансформаторной мощности 1851,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема Новосибирской области														
Новосибирская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	ПЛЗ0-В-800	-	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
		2	ПЛЗ0-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		3	ПЛЗ0-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		4	ПЛЗ0-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		5	ПЛЗ0-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		6	ПЛЗ0-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПЛЗ0-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 «СИБЭКО»													
		3	ПТ-22-90	Газ, мазут, уголь	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 «СИБЭКО»													
		1	Т-16,5-29	Мазут, уголь	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	100,0	100,0	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	100,0	100,0	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	496,5	496,5	516,5	536,5	536,5	536,5	
Новосибирская ТЭЦ-2	АО «СИБЭКО»													
		3	Т-20-90	Газ, мазут, уголь	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-60-130/13		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		
Новосибирская ТЭЦ-5	АО «СИБЭКО»													
		1	Т-200/210-130	Газ, мазут, уголь	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
		2	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	Т-200/210-130		200,0	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Барабинская ТЭЦ	АО «СИБЭКО»			Газ, мазут, уголь									
		2	К-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	К-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 ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ 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 «Энергетик»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	251,33	246,23
				АО «Энергетик»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	–	40			
2	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 110/10 кВ и 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	201,71	201,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
3	Новосибирской области	Новосибирская область	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	18,43	4,75
4	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	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2024	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	543,08	437,07
5	Республики Алтай и Алтайского края, Омской области, Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	–	770	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	45877,75	45877,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	211,57	211,57
7	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	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	635,57	335,93
8	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I, II цепь (К-15, К-16) до ПС 110 кВ Залив ориентировочной протяженностью 11,7 км каждая	АО «РЭС»	110	МВА	2×11,7	–	–	–	–	–	–	23,4	2024	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	635,57	335,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
9	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция Искитимская с заменой трансформаторов 1Т-40/24 110/10/6 кВ и 2Т-40/24 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	252,35	252,35
10	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	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 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	–	–	

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3³⁾ 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.