

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Новосибирской области	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	13
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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	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	33
2.2.3 Предложения по развитию электрической сети 110 (150) кВ, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Новосибирской области заявленной мощностью менее 5 МВт	33
2.2.4 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	60
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022– 2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	60

2.3.1	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	60
2.3.2	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	61
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	64
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	65
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	65
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	68
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	69
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	70
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	72
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	72
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	74
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	80
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	82

5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	84
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	87
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	88
	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.....	90

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)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 37 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -37 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 37 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НДС	–	налог на добавленную стоимость

ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСН	–	трансформатор собственных нужд
ТУ	–	технические условия
ТЭК	–	топливно-энергетический комплекс
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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 «Электрмагистраль» – 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 энергосистемы Новосибирской области

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 2021 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»	320
Более 20 МВт	
Эл 6 Новосибирск	90
ООО ТК «Толмачевский»	39
МУП г. Новосибирска «Горводоканал»	30
АО «Искитимцемент»	30
ООО ТК «Новосибирский»	26
Филиал «Тепловые сети» АО «СИБЭКО»	22

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области на 01.01.2022 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3017,6	10,0	–	–	–	3027,6
ГЭС	490,0	–	–	–	–	490,0
ТЭС	2527,6	10,0	–	–	–	2537,6

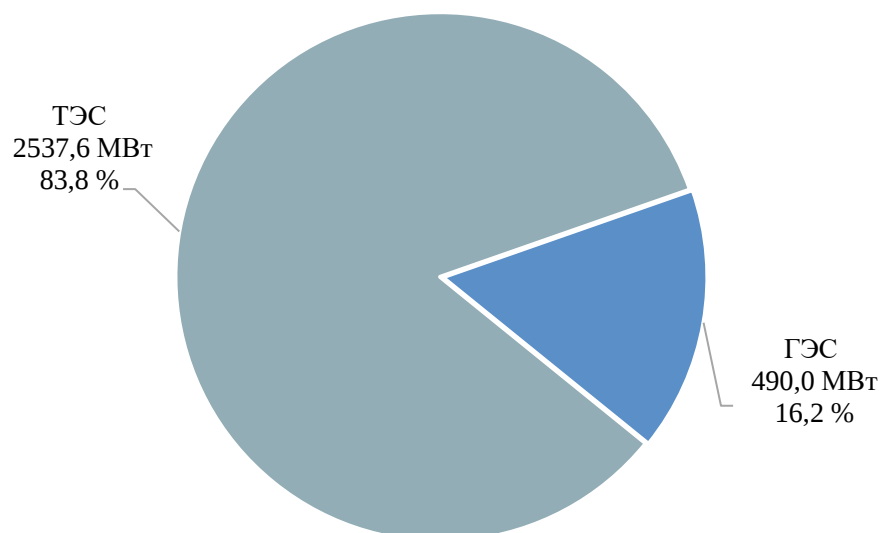


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15981	16536	16381	15963	17095
Годовой темп прироста, %	0,26	3,47	-0,94	-2,55	7,09
Максимум потребления мощности, МВт	2772	2851	2902	2887	2974
Годовой темп прироста, %	1,39	2,85	1,79	-0,52	3,01
Число часов использования максимума потребления мощности	5765	5800	5645	5530	5748
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	19.12 06:00	25.01 06:00	08.02 07:00	28.12 07:00	26.01 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-22,1	-29,0	-31,1	-30,7	-29,8

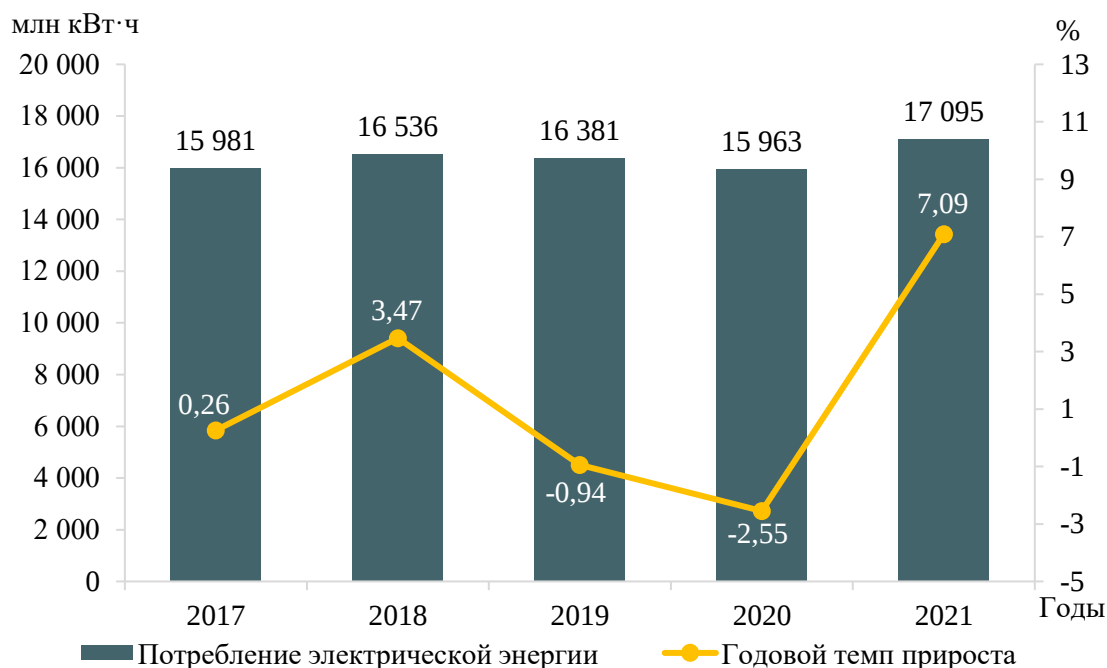


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

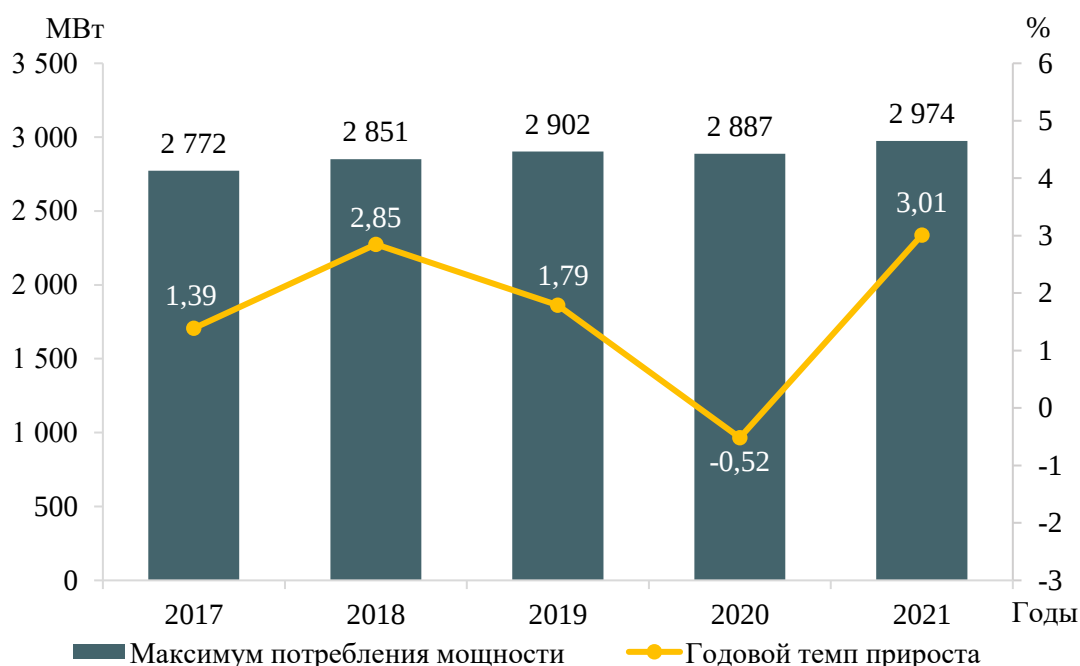


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области увеличилось на 1156 млн кВт·ч и составило в 2021 году 17095 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,41 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,09 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,55 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области вырос на 240 МВт и составил 2974 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,7 %.

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 объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории 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	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-4 – Правобережная III цепь с отпайками с заменой провода на кабель ориентировочной протяженностью 8,57 км	АО «Региональные электрические сети»	2017	8,57 км
2	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-4 – Правобережная IV цепь с отпайками с заменой провода на кабель ориентировочной протяженностью 8,57 км	АО «Региональные электрические сети»	2017	8,57 км
3	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Восточная – Мостовая III цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Камышенская ориентировочной протяженностью 7,17 км	АО «Региональные электрические сети»	2017	7,17 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	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 двух заходов КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тулинская I цепь с отпайками (К-19) на ПС 110 кВ Вертковская новая 2,06 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Тулинская – Вертковская новая с отпайкой на ПС Сварная КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская новая	АО «Региональные электрические сети»	2018	2,06 км
5	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 двух заходов КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тулинская I цепь с отпайками (К-19) на ПС 110 кВ Вертковская 5,97 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Тулинская – Вертковская новая с отпайкой на ПС Сварная КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская новая	АО «Региональные электрические сети»	2018	5,97 км
6	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная I цепь до ПС 220 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «Электромаргистраль»	2018	0,5 км
7	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Барышевская I цепь (К-27) до ПС 110 кВ Сады – Гиганта ориентировочной протяженностью 0,68 км	ООО «Сады Гиганта»	2019	0,68 км
8	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками до ПС 110 кВ Барлак ориентировочной протяженностью 9,09 км	АО «Региональные электрические сети»	2020	9,09 км
9	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная I цепь с отпайкой на ПС Светлая (К-9) с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 4,99 км	АО «Региональные электрические сети»	2020	4,99 км
10	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная II цепь с отпайками (К-10) с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 4,99 км	АО «Региональные электрические сети»	2020	4,99 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Полярная – Биаза (3-40) на ПС 110 кВ Верх-Тарская ориентировочной протяженностью 37,1 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Биаза – Верх-Тарская и ВЛ 110 кВ Верх-Тарская – Полярная	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	37,1 км
12	110 кВ	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Полярная – Биаза (3-40) на ПС 110 кВ Верх-Тарская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Биаза – Верх-Тарская и ВЛ 110 кВ Верх-Тарская – Полярная путем разрезания (переустройства) существующей ЛЭП	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	37,1 км
13	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Лазурная с отпайками до ПС 110 кВ Барлак ориентировочной протяженностью 9,09 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	9,09 км
14	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская I цепь с отпайками (Ю-5) с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 0,93 км.	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,93 км
15	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская II цепь с отпайками (Ю-5) с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 0,93 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,93 км
16	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Горская (К-30) с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 1,03 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	1,03 км
17	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тепловая (К-29) с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 0,65 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,65 км
18	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ ПП Библиотечный – Горская (К-32) с заменой опор и кабеля ориентировочной протяженностью 0,49 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,49 км
19	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,67 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,67 км
20	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Кировская с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,67 км	АО «Региональные электрические сети»	2021	0,67 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
21	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная с заменой провода на кабель ориентировочной протяженностью 0,6 км	АО «Электромагистраль»	2021	0,6 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 новая 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 Текстильная с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2018	40 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	63 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карасукская с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	25 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2019	16 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2019	40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сады Гиганта трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Сады Гиганта»	2019	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	16 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Барлак трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	16 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Волочаевская с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	25 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Горская с заменой двух трансформаторов 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
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ельцовская с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	40 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Животновод с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	25 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Забулга с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2020	10 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	63 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Колывань с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	25 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная Поляна с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2020	40 МВА
22	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Центральная с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Региональные электрические сети»	2020	2×63 МВА
23	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Татарская с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2020	40 МВА
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2021	16 МВА
25	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барлак с установкой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2021	16 МВА
26	110 кВ	Реконструкция на ПС 110 кВ Барышевская с заменой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Региональные электрические сети»	2021	40 МВА
27	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Верх-Тарская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	2×10 МВА
28	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА
29	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Инская тяговая 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
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2021	16 МВА
31	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Обь с заменой двух трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА и 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
32	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чемская с заменой двух трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА и 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
33	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

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 (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с стороны ПС 110 кВ Барышевская параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме ¹⁾	Расчетный переток в КС «Краснополянская – Торсьма» составляет 126 МВт (149 % от допустимой величины). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме до 41 МВт при ТНВ +19 °С ²⁾	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками или аварийного отключения ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Барышевское». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме ¹⁾	Расчетный переток в КС «Барышевское» составляет 122 МВт (144 % от допустимой величины). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками, ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 35 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Да

Примечание – 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.

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 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
2017	20.12.2017	–22,9
	21.06.2017	22,6
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

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

2.2.1.1 АО «РЭС»

По данным АО «РЭС» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 на нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Воинская	110/10/6	1Т	ТДТН-25000	115/11/6,6	25	1988	86	10,08	8,25	10,62	8,26	10,72	7,20	6,13	7,29	3,42	5,88	0
			2Т	ТДТН-25000	115/11/6,6	25	1988	86	10,08	8,25	10,62	8,26	10,72	7,20	6,13	7,29	3,42	5,88	
2	ПС 110 кВ Толмачевская	110/35/10	1Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	2008	95	17,86	18,43	18,66	21,10	21,96	9,84	10,98	10,96	11,95	11,50	1,89
			2Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	2008	95	17,86	18,43	18,66	21,10	21,96	9,84	10,98	10,96	11,95	11,50	
3	ПС 110 кВ Юрьевская	110/10	1Т	ТДН-10000	115/11	10	1975	86	5,05	5,41	4,89	5,41	4,97	4,05	5,38	3,68	3,73	3,49	0
			2Т	ТДН-10000	115/11	10	1974	86	5,05	5,41	4,89	5,41	4,97	4,05	5,38	3,68	3,73	3,49	
4	ПС 110 кВ Ярковская	110/10	1Т	ТМН-6300	115/11	6,3	1981	86	2,87	3,01	2,80	2,98	3,13	1,34	1,37	1,39	1,60	1,57	0
			2Т	ТМН-6300	115/11	6,3	1975	86	2,87	3,01	2,80	2,98	3,13	1,34	1,37	1,39	1,60	1,57	

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 Воинская	1Т	ТДТН-25000	1988	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-25000	1988	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Толмачевская	1Т	ТДТН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Юрьевская	1Т	ТДН-10000	1975	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-10000	1974	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Ярковская	1Т	ТМН-6300	1981	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТМН-6300	1975	86	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										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Воинская	Зимний контрольный замер 2021 года	21,441	ПС 110 кВ Воинская	ООО «Никольский парк»	5336622	16.09.2020	2023	1,5720	0,0	–	0,6286	24,99	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Интер Строй»	5324129	08.07.2015	2023	1,4990	0,0	–	0,5994						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО Специализированный Застройщик «Башни на Фрунзе»	5335976	13.08.2020	2023	1,4590	0,0	–	0,5834						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО Специализированный застройщик «Краснообск. Монтажспецстрой»	5333067	02.04.2019	2023	1,0510	0,0	–	0,4203						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО Специализированный застройщик «Краснообск. Монтажспецстрой»	5332595	11.01.2019	2023	1,0120	0,0	–	0,4049						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Бизнес Строй»	5341243	30.12.2021	2024	0,9330	0,0	–	0,3734						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Солнечный Город»	5326215	08.07.2016	2023	0,6700	0,0	–	0,0670						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО Специализированный застройщик «Н2 Девелопмент»	5336303	27.08.2020	2023	0,6600	0,0	–	0,0660						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРО- ВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «СЕРЕБРЯНЫЙ БОР»	5338920	06.05.2021	2023	0,6260	0,0	–	0,0626						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Солнечный Город»	5326214	08.07.2016	2023	0,6200	0,0	–	0,0620						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Никольский парк»	5338389	12.03.2021	2023	0,5000	0,0	–	0,0500						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО Специализированный застройщик «Строим на Кирова»	5335537	03.06.2020	2023	0,3620	0,0	–	0,0362						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Никольский парк»	5339027	04.05.2021	2023	0,3450	0,0	–	0,0345						
				ПС 110 кВ Воинская	АНО ДПО «Региональный институт повышения квалификации»	5305977	23.06.2009	2023	0,3100	0,0	–	0,0310						
				ПС 110 кВ Воинская	ИП Кравченко Евгений Николаевич	5334147	28.08.2019	2023	0,3000	0,0	–	0,0300						
				ПС 110 кВ Воинская	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный университет экономики и управления «НИНХ» (НГУЭУ)	5315179	25.09.2012	2023	0,2210	0,0	–	0,0221						
				ПС 110 кВ Воинская	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный университет экономики и управления «НИНХ» (НГУЭУ)	5320412	25.02.2014	2023	0,2020	0,0	–	0,0202						
				ПС 110 кВ Воинская	ИП Калашян Фато Гасани, ИП Калашян Захар Джамалович	5335018	21.01.2020	2023	0,1730	0,0	–	0,0173						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Камелия»	5330424	22.03.2018	2023	0,1520	0,0	–	0,0152						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Эко-Рынок»	5334905	16.12.2019	2023	0,1500	0,0	–	0,0150						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО ТД «Мотордеталь»	5335047	17.01.2020	2023	0,1500	0,0	–	0,0150						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Квадрат-4»	5342307	05.04.2022	2023	0,0840	0,0	–	0,0084						
				ПС 110 кВ Воинская	физ.лицо	5340124	01.09.2021	2023	0,0650	0,0	–	0,0065						
2	ПС 110 кВ Толмачевская	Зимний контрольный	43,93	ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «ЗСЖБ № 6- Новосибирск»	5304391	07.08.2008	2023	1,504	0,0	–	0,602	48,77	48,77	48,77	48,79	48,79	48,79
				ПС 110 кВ Толмачевская	ДНТ «Русское поле»	5302688	06.12.2007	2023	1,088	0,0	–	0,435						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
		замер 2021 года																
				ПС 110 кВ Толмачевская	Потребительский кооператив по созданию условий для развития малого и среднего бизнеса «Рост»	5319042	11.09.2013	2023	1,000	0,0	–	0,200						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Мирошниченко Михаил Николаевич	5337220	27.11.2020	2023	1,000	0,0	–	0,200						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Альгеба»	5326928	17.11.2016	2023	0,931	0,0	–	0,372						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Тепличный комбинат «Новосибирский»	5325214	13.01.2016	2023	0,703	0,0	–	0,633						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Дома Сибири»	5317476	03.06.2013	2023	0,684	0,0	–	0,274						
				ПС 110 кВ Толмачевская	АО «Толмачевский молочный завод»	5329073	11.09.2017	2023	0,669	0,0	–	0,067						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Экополис»	5339335	25.06.2021	2023	0,637	0,0	–	0,064						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Стройком. Специализированный застройщик»	5341827	15.02.2022	2023	0,630	0,0	–	0,063						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ЗАО Инвестиционно- финансовая компания «ФинСибИнвест»	5315742	17.10.2012	2023	0,615	0,0	–	0,061						
				ПС 110 кВ Толмачевская	АО «Толмачевский молочный завод»	5331270	22.08.2018	2023	0,600	0,0	–	0,060						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ГБУЗ НСО «Новосибирская клиническая центральная районная больница»	5338119	15.02.2021	2023	0,574	0,0	–	0,057						
				ПС 110 кВ Толмачевская	СНТ «Садоводческое потребительское общество Учхоз»	5321439	01.07.2014	2023	0,552	0,0	–	0,055						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Ретвизан»	5318558	16.09.2013	2023	0,527	0,0	–	0,053						
				ПС 110 кВ Толмачевская	Потребительский кооператив по содействию его членам в решении общих социально- хозяйственных задач «Толмачевский»	5338484	29.03.2021	2023	0,522	0,0	–	0,052						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ГКУ НСО «Управление капитального строительства»	5332323	19.12.2018	2023	0,518	0,0	–	0,052						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «ВСЕ БУДЕТ ХОРОШО»	5341772	17.02.2022	2023	0,500	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ГБУЗ НСО «Обская центральная городская больница»	5340610	13.10.2021	2023	0,499	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Тоноян Армен Григорьевич	5336081	03.08.2020	2023	0,495	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Барселона»	5342087	12.04.2022	2023	0,493	0,0	–	0,049						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Серпенинов Андрей Александрович	5330337	02.03.2018	2023	0,465	0,0	–	0,047						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Стройком. Специализированный застройщик»	5342201	28.03.2022	2023	0,459	0,0	–	0,046						
				ПС 110 кВ Толмачевская	СНТ «Сибирь»	5327823	07.04.2017	2023	0,368	0,0	–	0,037						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Дэ Жэнь»	5331645	05.09.2018	2023	0,350	0,0	–	0,035						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО компания «Сиб- эко»	5338213	24.02.2021	2023	0,350	0,0	–	0,035						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ГБУЗ Новосибирской области «Обская центральная городская больница»	5342397	19.04.2022	2023	0,350	0,0	–	0,035						
				ПС 110 кВ Толмачевская	Потребительский кооператив по содействию его членам в решении общих социально- хозяйственных задач «Толмачевский»	5326528	13.09.2016	2023	0,319	0,0	–	0,032						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Шершнев Андрей Николаевич	5418824	31.03.2017	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Стройком. Специализированный застройщик»	5341757	15.02.2022	2023	0,293	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Толмачевская	физ.лицо	5321264	23.06.2014	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Кристалл- Сибирь»	5330567	17.04.2018	2023	0,228	0,0	–	0,023						
				ПС 110 кВ Толмачевская	Администрация города Оби Новосибирской области	5328685	27.07.2017	2023	0,203	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Мироград»	5306168	07.08.2009	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ТСН Эко-поселок «Ближняя дача»	5332920	18.03.2019	2023	0,196	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Толмачевская	АО «ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»	5332034	17.12.2018	2023	0,190	0,0	–	0,019						
				ПС 110 кВ Толмачевская	Администрация Верх-Тулинского сельсовета Новосибирского района НСО	5319474	22.10.2013	2023	0,177	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Толмачевская	МУП г.Новосибирска «ГОРВОДОКАНАЛ»	5339905	08.09.2021	2026	0,175	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Толмачевская	Администрация города Оби Новосибирской области	5328497	27.07.2017	2023	0,167	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ТСН «Олимп»	5326554	01.09.2016	2023	0,159	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Толмачевская	физ.лицо	5331182	28.06.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	физ.лицо	5339853	20.07.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Империал»	5418015	18.10.2016	2023	0,150	0,0	–	0,015						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Стяжкин Владимир Алексеевич	5418717	22.03.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Резонанс Мастер»	5418820	31.03.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	физ.лицо	5421439	24.07.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Борисов Иван Константинович	5422497	25.02.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Сураев Максим Иванович	5331319	26.07.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «АВС- девелопмент»	5336239	10.08.2020	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «АВС- девелопмент»	5336407	19.08.2020	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Собченко Оксана Владимировна	5338450	04.03.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	АО «Морские Нивы»	5339210	18.05.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Крепс Сервис»	5340498	16.09.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Лосев Сергей Александрович	5341014	11.11.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Николаев Василий Григорьевич	5341599	19.01.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Эргель Евгений Викторович	5341636	14.01.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Сухоревская Мария Вячеславовна	5341650	19.01.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Сапон Сергей Михайлович	5342045	02.03.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «ТЕХНОСИБ- ПЛЮС»	5342169	22.03.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Дмитриева Ирина Михайловна	5342217	31.03.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «2ГИС-Байкал»	5342343	06.04.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ИП Завьялов Илья Андреевич	5342453	26.04.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Толмачевская	СНТ «ЛОТОС»	5423353	06.08.2019	2023	0,100	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Толмачевская	МКУ «Отдел капитального строительства» МО г. Оби	5334680	14.11.2019	2023	0,085	0,0	–	0,009						
				ПС 110 кВ Толмачевская	ООО «Ирит»	5332325	20.11.2018	2023	0,070	0,0	–	0,007						
3	ПС 110 кВ Юрьевская	Зимний контрольный замер 2018 года	10,822	ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан- Новосибирск»	5341003	18.11.2021	2023	2,490	0,0	10	1,245	15,29	15,29	15,29	15,29	15,29	15,29
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан- Новосибирск»	5334723	28.11.2019	2023	2,445	0,0	10	1,223						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан- Новосибирск»	5338830	14.04.2021	2023	1,106	0,0	10	0,553						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Посаженников Юрий Александрович	5318833	15.10.2013	2023	0,699	0,0	10	0,280						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ПОЛЮС»	5328267	30.06.2017	2023	0,670	0,0	10	0,469						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «Вега»	5322851	16.12.2014	2023	0,530	0,0	–	0,053						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ДНТ Благое	5340086	16.08.2021	2023	0,465	0,0	–	0,047						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «С-Тэк 1»	5332598	29.01.2019	2023	0,329	0,0	–	0,033						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Зайцев Станислав Евгеньевич	5333070	16.04.2019	2023	0,300	0,0	—	0,030						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «Меридиан»	5322791	12.12.2014	2023	0,200	0,0	—	0,020						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ОрбитаСтрой»	5415098	15.09.2015	2023	0,150	0,0	—	0,015						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «СТРОЙИНВЕСТ- МОНТАЖ»	5422561	07.03.2019	2023	0,150	0,0	—	0,015						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Масловский Александр Сергеевич	5340435	09.09.2021	2023	0,150	0,0	—	0,015						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Митянина Вера Васильевна	5342601	27.04.2022	2023	0,150	0,0	—	0,015						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Синельников Евгений Александрович	5328266	26.06.2017	2023	0,090	0,0	—	0,009						
				ПС 110 кВ Юрьевская	АО «Кудряшовское»	5334896	30.12.2019	2023	0,015	0,0	—	0,001						
4	ПС 110 кВ Ярковская	Зимний контрольный замер 2021 года	6,268	ПС 110 кВ Ярковская	СНТ «Автомобилист»	5333278	17.05.2019	2023	0,400	0,0	—	0,040	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38	6,38

ПС 110 кВ Воинская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 21,44 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 71,5 % 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 $T_{\text{НВ}} -14,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,97 МВА).

Сетевая организация предоставила информацию о четырех ТУ на ТП к ПС 110 кВ Воинская с заявленной мощностью менее 5 МВт, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 25,41 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 84,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,44 + 3,97 + 0 - 0 = 25,41 \text{ МВА.}$$

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

ПС 110 кВ Толмачевская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 43,93 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 87,9 % 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 $T_{\text{НВ}} -14,6^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,89 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,86 МВА).

Сетевая организация предоставила информацию о сорока пяти ТУ на ТП к ПС 110 кВ Толмачевская с заявленной мощностью менее 5 МВт, в которых предусмотрены мероприятия по строительству ПС 110 кВ Залив с трансформаторами мощностью 2×40 МВА (заданием на проектирование определены к установке трансформаторы мощностью 2×25 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 46,90 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 93,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43,93 + 4,86 + 0 - 1,89 = 46,90 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (строительство ПС 110 кВ Залив с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый для разгрузки ПС 35 кВ Верх-Тула путем перевода существующих фидеров 10 кВ на ПС 110 кВ Залив, разгрузки ПС 110 кВ Толмачевская за счет снижения потребления по сети 35 кВ от ПС 35 кВ Верх-Тула, а также для создания возможности технологического присоединения новых потребителей перспективных площадок).

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 10,82 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 90,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 10,76 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при ТНВ -9,9 °С составляет 1,20, а при ТНВ +18,8 °С – 1,01 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,47 МВА).

Сетевая организация предоставила информацию о тринадцати ТУ на ТП к ПС 110 кВ Юрьевская с заявленной мощностью менее 5 МВт, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции 110 кВ Юрьевская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить в

зимний период 15,29 МВА, а в летний период – 15,22 МВА. Таким образом, в зимний период в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В летний период в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки 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 3,30 МВА в зимний период и 5,13 МВА – в летний период.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов в зимний период согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,82 + 4,47 + 0 - 0 = 15,29 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 15,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ярковская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 6,27 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82,9 % 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 -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА).

Сетевая организация предоставила информацию о четырех ТУ на ТП к ПС 110 кВ Ярковская с заявленной мощностью менее 5 МВт, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции 110 кВ Ярковская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×6,3 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 6,38 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося

в работе трансформатора составит 84,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,27 + 0,11 + 0 - 0 = 6,38 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (реконструкция ПС 110 кВ Ярковская 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).

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

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

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

2.2.3.1 АО «РЭС»

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ АО «РЭС» для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Новосибирской области заявленной мощностью менее 5 МВт.

В таблице 11 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Бердская	110/10	1Т	ТРДН-40000	115/11	40	2008	95	21,12	17,49	17,88	17,01	13,32	12,58	13,71	13,68	12,31	12,85	0
			2Т	ТРДН-40000	115/11	40	2008	95	21,12	17,49	17,88	17,01	13,32	12,58	13,71	13,68	12,31	12,85	
2	ПС 110 кВ Вертковская	110/10	1Т	ТРДН-40000	115/11	40	2014	95	12,14	10,75	10,40	10,88	11,86	8,58	11,86	8,07	7,61	8,40	0
			2Т	ТРДН-40000	115/11	40	2014	95	12,14	10,75	10,40	10,88	11,86	8,58	11,86	8,07	7,61	8,40	
3	ПС 110 кВ Воробьево	110/10	1Т	ТМН-6300	115/11	6,3	1975	86	1,19	0,93	1,35	1,34	1,57	0,80	0,77	0,67	0,77	1,48	0
			2Т	ТМН-6300	115/11	6,3	1972	82	1,19	0,93	1,35	1,34	1,57	0,80	0,77	0,67	0,77	1,48	
4	ПС 110 кВ Западная	110/35/10	1Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	1971	82	17,00	16,04	15,53	13,94	15,79	12,08	12,20	11,65	8,47	11,90	0
			2Т	ТДТН-40000	115/38,5/11	40	1972	82	17,00	16,04	15,53	13,94	15,79	12,08	12,20	11,65	8,47	11,90	
5	ПС 110 кВ Инструментальная	110/6	1Т	ТРДН-40000	115/6,6	40	1971	82	11,23	11,47	11,00	10,28	12,44	8,64	9,80	7,80	8,17	8,86	0
			2Т	ТРДН-40000	115/6,6	40	1972	82	11,23	11,47	11,00	10,28	12,44	8,64	9,80	7,80	8,17	8,86	
6	ПС 110 кВ Кирзаводская	110/10	1Т	ТРДН-25000	115/11	25	1979	86	5,21	5,03	7,26	6,96	7,29	3,22	4,15	3,90	3,62	4,18	0
			2Т	ТДТН-25000	115/11	25	1983	86	5,21	5,03	7,26	6,96	7,29	3,22	4,15	3,90	3,62	4,18	
7	ПС 110 кВ Кировская	110/10	1Т	ТРДН-40000	115/11	40	2008	95	16,97	14,61	13,44	15,14	15,11	13,58	13,29	12,25	9,83	10,61	0
			2Т	ТРДН-40000	115/11	40	2008	95	16,97	14,61	13,44	15,14	15,11	13,58	13,29	12,25	9,83	10,61	
8	ПС 110 кВ Красногорская	110/10/6	1Т	ТДТН-40000	115/11/6,6	40	2008	86	14,78	14,21	12,72	16,85	15,17	12,99	6,52	10,98	12,62	9,15	0
			2Т	ТДТН-40000	115/11/6,6	40	2008	86	14,78	14,21	12,72	16,85	15,17	12,99	6,52	10,98	12,62	9,15	
9	ПС 110 кВ Обская	110/10	1Т	ТРДН-40000	115/11	40	2012	95	11,61	12,2	11,04	12,31	12,92	9,29	9,07	8,75	8,92	10,71	0
			2Т	ТРДН-40000	115/11	40	2012	95	11,61	12,2	11,04	12,31	12,92	9,29	9,07	8,75	8,92	10,71	
10	ПС 110 кВ Сварная	110/10	1Т	ТРДН-25000	115/11	25	1975	86	6,79	6,63	5,98	7,40	7,44	4,20	4,23	4,38	4,88	4,33	0
			2Т	ТРДН-25000	115/11	25	1982	86	6,79	6,63	5,98	7,40	7,44	4,20	4,23	4,38	4,88	4,33	
11	ПС 110 кВ Светлая	110/10	1Т	ТРДН-40000	115/11	40	1989	86	21,32	17,29	14,85	16,06	15,04	11,35	11,31	8,81	9,63	9,57	0
			2Т	ТРДН-40000	115/11	40	1986	86	21,32	17,29	14,85	16,06	15,04	11,35	11,31	8,81	9,63	9,57	
12	ПС 110 кВ Сосновка	110/10	1Т	ТДН-16000	115/11	16	1973	86	6,17	6,73	5,61	5,69	7,17	4,49	4,01	4,72	4,17	4,32	0
			2Т	ТДН-16000	115/11	16	1976	86	6,17	6,73	5,61	5,69	7,17	4,49	4,01	4,72	4,17	4,32	
13	ПС 110 кВ Тальменская	110/10	1Т	ТМ-6300	115/11	6,3	1964	82	1,53	1,76	1,8	1,84	1,84	1,33	1,28	1,12	1,00	1,13	0
			2Т	ТМН-6300	115/11	6,3	1981	86	1,53	1,76	1,8	1,84	1,84	1,33	1,28	1,12	1,00	1,13	

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 Бердская	1Т	ТРДН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Вертковская	1Т	ТРДН-40000	2014	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-40000	2014	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Воробьево	1Т	ТМН-6300	1975	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТМН-6300	1972	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Западная	1Т	ТДТН-40000	1971	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-40000	1972	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Инструментальная	1Т	ТРДН-40000	1971	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДН-40000	1972	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Кирзаводская	1Т	ТРДН-25000	1979	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-25000	1983	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Кировская	1Т	ТРДН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-40000	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Красногорская	1Т	ТДТН-40000	2008	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-40000	2008	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	ПС 110 кВ Обская	1Т	ТРДН-40000	2012	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-40000	2012	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Сварная	1Т	ТРДН-25000	1975	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДН-25000	1982	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Светлая	1Т	ТРДН-40000	1989	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДН-40000	1986	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ 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
12	ПС 110 кВ Сосновка	1Т	ТДН-16000	1973	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000	1976	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Тальменская	1Т	ТМ-6300	1964	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТМН-6300	1981	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Бердская	Зимний контрольный замер 2017 года	42,231	ПС 110 кВ Бердская	ООО «Стройинвестпроект»	5321771	31.07.2014	2024	2,914	0,0	–	1,166	42,577	43,872	44,796	44,796	44,796	44,796
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «СЗ «СтройРегионСервис»	5324527	17.09.2015	2025	2,078	0,0	–	0,831						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «МЭТР»	5315036	19.09.2012	2023	0,635	0,0	–	0,064						
				ПС 110 кВ Бердская	физ.лицо	5331884	21.09.2018	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «Сфера»	5339883	02.08.2021	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Бердская	МАУ г. Новосибирска «Социально-оздоровительный центр «Территория развития»	5329689	15.11.2017	2023	0,262	0,0	–	0,026						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО ПКФ «Мария-Ра»	5325136	15.01.2016	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «Агролес»	5332038	19.10.2018	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Бердская	Администрация г. Бердска	5331871	16.11.2018	2023	0,190	0,0	–	0,019						
				ПС 110 кВ Бердская	ГБУЗ НСО «Бердская центральная городская больница»	5341559	04.04.2022	2023	0,160	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «КапиталИнвест»	5329081	21.08.2017	2023	0,157	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Бердская	ИП Болтрукевич Константин Владимирович	5617854	29.12.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «Сидак»	5329283	25.09.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Бердская	ИП Голубев Виктор Алексеевич	5340060	09.08.2021	2023	0,146	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «Мяско Ф»	5617698	16.11.2021	2023	0,145	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Бердская	АО «Пансионат «Былина»	5341905	29.03.2022	2023	0,041	0,0	–	0,004						
				ПС 110 кВ Бердская	ООО «Лента»	5335353	25.03.2020	2023	0,020	0,0	–	0,002						
				ПС 110 кВ Бердская	СНТ собственников недвижимости «Морозко»	5340954	10.11.2021	2023	0,015	0,0	–	0,002						
2	ПС 110 кВ Вертковская	Зимний контрольный замер 2017 года	24,272	ПС 110 кВ Вертковская	ИП Шолохов Святослав Юрьевич	5334781	20.12.2019	2023	6,690	0,0	–	2,676	32,668	32,675	32,703	32,703	32,703	32,703
				ПС 110 кВ Вертковская	АО «Сибирская энергетическая компания»	5327047	14.08.2017	2023	3,158	0,0	–	2,210						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Аланса Групп»	5334042	03.09.2019	2023	3,100	0,0	–	0,620						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «ТУРСИБ-А»	5332934	01.04.2019	2023	2,000	0,0	–	0,400						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «РП-10»	5324749	11.11.2015	2023	1,162	0,0	–	0,814						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «КВТ-Сеть»	5342253	04.04.2022	2023	0,741	0,0	–	0,519						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «ОВА-Керамик»	5332790	22.02.2019	2023	0,650	0,0	–	0,065						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Союз-10»	5306092	21.07.2009	2023	0,369	0,0	–	0,037						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Вертковская	ГБУЗ НСО «Новосибирский клинический центр крови»	5340659	14.10.2021	2023	0,350	0,0	–	0,035						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Союз-10»	5324810	28.10.2015	2023	0,274	0,0	–	0,027						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Прогресс»	5332029	16.10.2018	2023	0,273	0,0	–	0,027						
				ПС 110 кВ Вертковская	Новосибирское протезно- ортопедическое предприятие Министерства труда и социальной защиты РФ	5323364	15.04.2015	2023	0,255	0,0	–	0,026						
				ПС 110 кВ Вертковская	Фонд социальной защищенности спортсменов «АЛИЯ»	5324155	09.07.2015	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Строй спецсервис»	5339753	12.07.2021	2025	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Вертковская	ИП Ярошно Иван Владимирович	5338371	15.03.2021	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Девелопмент Эстейт»	5327571	15.02.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «Деловой союз»	5334584	29.10.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «РП-10»	5334201	03.12.2019	2023	0,125	0,0	–	0,013						
				ПС 110 кВ Вертковская	АО «Строительный трест № 43»	5338502	19.03.2021	2023	0,076	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Вертковская	ООО «ТОРГОВЫЙ ЦЕНТР ХИЛОКСКИЙ»	5342754	18.05.2022	2024	0,063	0,0	–	0,006						
				ПС 110 кВ Вертковская	ЗАО «Сибирский электротехнический завод»	5341056	15.12.2021	2023	0,040	0,0	–	0,004						
				ПС 110 кВ Вертковская	ЗАО «Сибирский электротехнический завод»	5341061	15.12.2021	2023	0,020	0,0	–	0,002						
				3	ПС 110 кВ Воробьево	Зимний контрольный замер 2021 года	3,145	ПС 110 кВ Воробьево	ООО «ИНД-СИБИРЬ»	5326560	09.09.2016	2023						
ПС 110 кВ Воробьево	ООО «ИНД-СИБИРЬ»	5328683	06.07.2017					2023	0,900	0,0	–	1,120						
ПС 110 кВ Воробьево	АО «Кудряшовское»	5330420	06.04.2018					2023	2,240	0,0	–	0,360						
ПС 110 кВ Воробьево	ООО «Сибирский»	5339450	05.07.2021					2023	0,900	0,0	–	0,090						
4	ПС 110 кВ Западная	Зимний контрольный замер 2017 года	34,002	ПС 110 кВ Западная	ООО «Вертикаль- НСК»	5317287	04.04.2013	2023	1,609	0,0	–	0,644	35,403	35,464	35,464	35,464	35,464	35,464
				ПС 110 кВ Западная	ООО «НЛ Континент»	5329098	23.08.2017	2023	0,554	0,0	–	0,055						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Седьмая концессионная компания»	5336394	21.08.2020	2023	0,518	0,0	–	0,052						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Оазис»	5330691	03.05.2018	2023	0,500	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Седьмая концессионная компания»	5336697	20.10.2020	2023	0,328	0,0	–	0,033						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Прогресс.СЗ»	5337129	25.11.2020	2023	0,324	0,0	–	0,032						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Вертикаль- НСК»	5328877	24.07.2017	2023	0,315	0,0	–	0,031						
				ПС 110 кВ Западная	ООО СЗ «Лотус»	5338115	05.04.2021	2023	0,303	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Западная	физ.лицо	5316066	03.12.2012	2024	0,292	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Торговый дом «Техноснаб»	5334039	29.08.2019	2024	0,251	0,0	–	0,025						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Предприятие «Стройкомплект»	5322667	27.11.2014	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Западная	ООО Производственная компания «Метаком»	5339597	05.07.2021	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Промстройэнерго»	5336101	10.08.2020	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Западная	физ.лицо	5323940	07.07.2015	2023	0,240	0,0	–	0,024						
				ПС 110 кВ Западная	ТСЖ «На Танкистов»	5314476	08.06.2012	2023	0,216	0,0	–	0,022						
				ПС 110 кВ Западная	Торгово- промышленная компания «Греальс»	5300962	30.03.2007	2023	0,211	0,0	–	0,021						
				ПС 110 кВ Западная	ИП Акопян Карине Альбертовна	5332826	20.02.2019	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Прогресс»	5332495	09.01.2019	2023	0,193	0,0	–	0,019						
				ПС 110 кВ Западная	ООО СЗ «Скай Тренд»	5339882	30.07.2021	2023	0,153	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ООО Торговая Компания «СИБТОРГ»	5325230	28.01.2016	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ЗАО «РЕКОН-Т»	5337864	15.03.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «УАЗ Центр»	5340407	07.09.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ИП Базванова Анна Александровна	5340620	29.09.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «СЗ ДСК КПД- Газстрой»	5339961	27.09.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Промстройэнерго»	5332605	11.02.2019	2023	0,125	0,0	–	0,013						
				ПС 110 кВ Западная	ЖСК «Держава-Н»	5333558	07.06.2019	2023	0,116	0,0	–	0,012						
				ПС 110 кВ Западная	МАОУ г. Новосибирска «Вторая Новосибирская гимназия»	5335000	03.02.2020	2023	0,096	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Западная	ТСЖ «Титова 200»	5324718	08.10.2015	2023	0,087	0,0	–	0,009						
				ПС 110 кВ Западная	физ.лицо	5334034	28.08.2019	2023	0,080	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Западная	ООО «Промстройэнерго»	5341659	31.01.2022	2023	0,075	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Западная	МАУ г. Новосибирска «Центр спортивной подготовки «Заря»	5318167	24.07.2013	2023	0,043	0,0	–	0,004						
5	ПС 110 кВ Инструментальная	Зимний контрольный замер 2021 года	24,874	ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Брусника». СЗ	5326656	06.09.2016	2023	5,000	0,0	–	2,000	32,792	32,792	32,808	32,815	32,815	32,815
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Европейский берег. Большевичка. Новосибирск. СЗ»	5335800	23.07.2020	2023	4,800	0,0	–	1,920						
				ПС 110 кВ Инструментальная	АО «СЗ Береговое»	5333073	17.04.2019	2023	3,000	0,0	–	1,200						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Брусника».СЗ	5334296	23.09.2019	2023	1,400	0,0	–	0,560						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Горно- добывающая компания»	5315806	21.01.2013	2023	0,889	0,0	–	0,712						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Факел»	5333771	29.07.2019	2023	0,778	0,0	–	0,311						
				ПС 110 кВ Инструментальная	АО «ИНРУСИН ВЕСТ»	5301845	31.08.2007	2023	0,731	0,0	–	0,146						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «СД- Добролюбова»	5339082	18.06.2021	2023	0,345	0,0	–	0,035						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Вега-Абсолют»	5334071	12.08.2019	2023	0,293	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Инструментальная	АО «Автотехобслужив ание»	5337140	28.10.2020	2023	0,280	0,0	–	0,028						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «БЮИ»	5301837	31.08.2007	2023	0,266	0,0	–	0,027						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Нергеопром»	5333889	12.08.2019	2023	0,259	0,0	–	0,026						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Сити»	5304032	23.06.2008	2023	0,247	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «А2 Систем»	5342632	23.05.2022	2023	0,210	0,0	–	0,021						
				ПС 110 кВ Инструментальная	Местная православная религиозная организация «Приход храма во имя Михаила Архангела г. Новосибирска (Октябрьский район) Новосибирской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)»	5300756	28.12.2006	2023	0,172	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Нергеопром»	5334986	15.01.2020	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «МИЛАН»	5340701	05.10.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ИП Озмаянн Маме Зорбаевич	5341808	08.02.2022	2025	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Инструментальная	МУП г. Новосибирска «Пассажирское Автотранспортное Предприятие № 5»	5332151	01.11.2018	2023	0,120	0,0	–	0,012						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ИП Антоненко Владимир Николаевич	5330792	15.05.2018	2023	0,100	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «Ривер Парк»	5341356	28.02.2022	2023	0,100	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ООО «СТАНКО СИБ»	5338509	01.04.2021	2026	0,062	0,0	–	0,006						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ИП Лиманов Александр Юрьевич	5339662	02.08.2021	2023	0,051	0,0	–	0,005						
				ПС 110 кВ Инструментальная	ИП Соловьева Наталья Викторовна	5339526	05.07.2021	2023	0,024	0,0	–	0,002						
6	ПС 110 кВ Кирзаводская	Зимний контрольный замер 2021 года	14,583	ПС 110 кВ Кирзаводская	Потребительский кооператив по содействию его членам в решении общих социально- хозяйственных задач «Толмачевский»	5327567	07.02.2017	2023	2,500	0,0	–	1,000	19,15	20,08	20,08	20,08	20,08	20,81
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «СЗ «Союз- Инвест»	5340869	29.10.2021	2024	1,987	0,0	–	0,795						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Виакон «Проект Радуга»	5320778	15.04.2014	2023	1,806	0,0	–	0,722						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Машкомплект»	5333780	15.07.2019	2028	1,314	0,0	–	0,657						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Строительный комплекс «Строймастер»	5312225	08.11.2011	2023	1,180	0,0	–	0,472						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО СЗ «Азимут»	5330897	07.06.2018	2023	1,154	0,0	–	0,462						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	АО «Сибирская энергетическая компания»	5327047	14.08.2017	2023	1,000	0,0	–	0,700						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	МУП г. Новосибирска «Управление заказчика по строительству подземных транспортных сооружений»	5338738	19.05.2021	2023	0,661	0,0	–	0,066						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Капитал Строй»	5330570	06.04.2018	2023	0,630	0,0	–	0,063						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «ИНВЕСТ ТЭК»	5314798	01.08.2012	2023	0,615	0,0	–	0,061						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Сибресторантконстракшн»	5306693	22.12.2009	2023	0,500	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО СЗ Меркурий	5337407	30.11.2020	2023	0,453	0,0	–	0,045						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ИП Моисеенко Татьяна Александровна	5335628	28.05.2020	2023	0,402	0,0	–	0,040						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Управление торговли Новосибирского облпотребсоюза»	5338739	07.04.2021	2023	0,400	0,0	–	0,040						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	Потребительский кооператив по содействию его членам в решении общих социально-хозяйственных задач «Толмачевский»	5317335	11.04.2013	2023	0,374	0,0	–	0,037						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	Потребительский кооператив по содействию его членам в решении общих социально-хозяйственных задач «Толмачевский»	5326528	13.09.2016	2023	0,319	0,0	–	0,032						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Ленинский рынок Новосибирского облпотребсоюза»	5319889	05.12.2013	2024	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Овощная группа»	5339881	30.07.2021	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Стройинвестпроект»	5317012	18.03.2013	2023	0,280	0,0	–	0,028						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Строительный комплекс «Строймастер»	5317841	04.06.2013	2023	0,275	0,0	–	0,028						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО ТЗЗ	5326162	06.07.2016	2023	0,275	0,0	–	0,028						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	СНТ «Ложок»	5326163	05.07.2016	2023	0,240	0,0	–	0,024						

№ 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										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Кирзаводская	Жилищно-строительный кооператив «Держава»	5341852	16.02.2022	2023	0,201	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «Завод строительных материалов 7»	5330198	09.02.2018	2023	0,186	0,0	–	0,019						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО УК «Любимый дом»	5341858	09.03.2022	2023	0,181	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	Администрация Ленинского района	5303437	14.03.2008	2023	0,177	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «СЗ «Владиславский»	5339147	17.05.2021	2023	0,162	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ИП Миклухин Павел Эдуардович	5327638	02.03.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ИП Пуртова Наталья Борисовна	5333343	17.05.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ИП Кириченко Валерий Валерьевич	5334009	06.08.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	физ.лицо	5341118	23.11.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ООО «ТОРГОВЫЙ ЦЕНТР ХИЛОКСКИЙ»	5342754	18.05.2022	2024	0,125	0,0	–	0,013						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ИП Моисеенко Татьяна Александровна	5342260	18.04.2022	2023	0,120	0,0	–	0,012						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	СНТ «Спутник-Элсиб»	5324675	06.10.2015	2023	0,085	0,0	–	0,009						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	АО «ПЕРЕДВИЖНАЯ МЕХАНИЗИРОВАННАЯ КОЛОННА № 1»	5335030	15.01.2020	2023	0,050	0,0	–	0,005						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	АО «ПЕРЕДВИЖНАЯ МЕХАНИЗИРОВАННАЯ КОЛОННА № 1»	5340180	01.09.2021	2023	0,015	0,0	–	0,002						
				ПС 110 кВ Кирзаводская	ЗАО «Торговый центр Хилокский»	5331203	29.06.2018	2023	0,013	0,0	–	0,001						
7	ПС 110 кВ Кировская	Зимний контрольный замер 2017 года	33,936	ПС 110 кВ Кировская	ООО «Акация на Ватутина»	5301391	06.07.2007	2023	4,734	0,0	–	1,894	38,115	38,115	38,176	38,176	38,176	38,176
				ПС 110 кВ Кировская	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»	5337273	05.11.2020	2023	1,696	0,0	–	0,678						
				ПС 110 кВ Кировская	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»	5301321	25.06.2007	2023	0,967	0,0	–	0,193						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Турсиб-Б»	5305278	11.12.2008	2023	0,800	0,0	–	0,160						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Сибирская управляющая компания»	5326708	16.09.2016	2023	0,800	0,0	–	0,160						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «СЗ «Кварталы Немировича»	5335453	23.04.2020	2023	0,774	0,0	–	0,310						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Строй-Плюс»	5319231	08.10.2013	2023	0,630	0,0	–	0,063						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Кировская	Религиозная организация «Епархиальный мужской монастырь в честь новомучеников и исповедников Церкви Русской г. Новосибирска Новосибирской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)»	5333565	18.06.2019	2025	0,550	0,0	–	0,055						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Альянс»	5326062	15.06.2016	2023	0,499	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Новосибирский центр регенераторной хирургии и реабилитации»	5335007	22.01.2020	2023	0,440	0,0	–	0,044						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «Форум-М»	5330267	27.02.2018	2023	0,417	0,0	–	0,042						
				ПС 110 кВ Кировская	АО «Строй-Инверсия»	5300783	29.12.2006	2023	0,323	0,0	–	0,032						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «МСК»	5301573	09.07.2007	2023	0,306	0,0	–	0,031						
				ПС 110 кВ Кировская	АО «ЗСК»	5329096	31.08.2017	2023	0,215	0,0	–	0,022						
				ПС 110 кВ Кировская	АО «Строй-Инверсия»	5302086	01.10.2007	2023	0,169	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО СЗ «Астон. Бугринка»	5341006	06.12.2021	2023	0,162	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Кировская	ИП Парчин Владимир Германович	5331868	20.09.2018	2023	0,140	0,0	–	0,014						
				ПС 110 кВ Кировская	ООО «ЭСО»	5335289	17.03.2020	2023	0,125	0,0	–	0,013						
				ПС 110 кВ Кировская	ЧОУ ВО Центросоюза РФ «Сибирский университет потребительской кооперации»	5330263	27.02.2018	2023	0,120	0,0	–	0,012						
				ПС 110 кВ Кировская	Городская общественная организация спортивный клуб «Голливуд»	5305824	24.04.2009	2023	0,075	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Кировская	ГБУЗ НСО «Государственная Новосибирская областная клиническая больница»	5313948	25.06.2012	2023	0,040	0,0	–	0,004						
				8	ПС 110 кВ Красногорская	Зимний контрольный замер 2020 года	33,709	ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Сибирское Стекло»	5339746	27.08.2021	2023						
ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Клуб «Отдых»	5318974	09.09.2013					2025	1,550	0,0	–	0,620						
ПС 110 кВ Красногорская	ООО «ПАРТНЕР- ИНВЕСТ»	5324744	13.04.2016					2023	1,000	0,0	–	0,400						
ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Катод»	5334756	28.11.2019					2023	1,000	0,0	–	0,700						
ПС 110 кВ Красногорская	ЗАО «СМВБ»	5300186	21.09.2006					2023	0,990	0,0	–	0,198						
ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Катод»	5341150	02.12.2021					2023	0,930	0,0	–	0,186						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Красногорская	физ.лицо	5303120	18.02.2008	2023	0,890	0,0	–	0,623						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Кипарис»	5336630	03.11.2020	2023	0,670	0,0	–	0,268						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «КВАРТАЛ АВИАТОР. НОВОСИБИРСК. СПЕЦИАЛИЗИРО- ВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК»	5334261	23.09.2019	2023	0,660	0,0	–	0,066						
				ПС 110 кВ Красногорская	ЗАО «Экран-Энергия»	5322771	10.12.2014	2023	0,650	0,0	–	0,065						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Новая заря»	5332040	22.11.2018	2023	0,640	0,0	–	0,064						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Сибгорстрой»	5317484	14.05.2013	2023	0,530	0,0	–	0,053						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «КВАРТАЛ АВИАТОР. НОВОСИБИРСК. СПЕЦИАЛИЗИРОВ- АННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК»	5334794	30.12.2019	2024	0,485	0,0	10,0	0,194						
				ПС 110 кВ Красногорская	НПП Триада – ТВ	5305930	22.05.2009	2023	0,460	0,0	–	0,046						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «КВАРТАЛ АВИАТОР. НОВОСИБИРСК. СПЕЦИАЛИЗИРО- ВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК»	5334694	30.12.2019	2023	0,440	0,0	10,0	0,176						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Седьмая концессионная компания»	5336034	24.07.2020	2023	0,420	0,0	0,4	0,084						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО Специализированный застройщик «Высота»	5336325	09.09.2020	2023	0,420	0,0	–	0,042						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Гранд Модуль»	5326563	12.09.2016	2023	0,410	0,0	–	0,041						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Новосибирская городская сетевая компания»	5342005	06.04.2022	2023	0,410	0,0	–	0,041						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Виакон Комфорт»	5322600	05.12.2014	2023	0,355	0,0	–	0,142						
				ПС 110 кВ Красногорская	ГБУЗ Новосибирской области «Городская клиническая больница № 1»	5340423	27.09.2021	2023	0,340	0,0	–	0,034						
				ПС 110 кВ Красногорская	АО «Государственный Специализированный Проектный Институт»	5336775	08.12.2020	2023	0,330	0,0	–	0,033						
				ПС 110 кВ Красногорская	Сибирский государственный университет путей сообщения (СГУПС)	5320276	12.02.2014	2023	0,310	0,0	–	0,031						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Аккорд»	5340085	26.11.2021	2023	0,290	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Центр хоккейного мастерства»	5336598	09.09.2020	2023	0,210	0,0	–	0,021						
				ПС 110 кВ Красногорская	Автолак	5318859	30.08.2013	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Красногорская	ИП Слюсарев Игорь Евгеньевич	5341114	13.12.2021	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Красногорская	Закрытое акционерное общество «СибцентрЛайн»	5341036	22.11.2021	2023	0,180	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Красногорская	СОШ № 100	5310699	03.08.2011	2023	0,160	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Красногорская	ГБУЗ Новосибирской области «Городская клиническая больница № 1»	5333916	29.07.2019	2023	0,080	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Красногорская	Муниципальное автономное учреждение города Новосибирска «Дирекция городских парков»	5342408	13.04.2022	2023	0,080	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Красногорская	ИП Лобанцев Максим Викторович	5339327	31.05.2021	2023	0,010	0,0	–	0,001						
				ПС 110 кВ Красногорская	ООО «Сибирское Стекло»	5339746	27.08.2021	2023	2,135	0,0	6,0	1,495						
9	ПС 110 кВ Обская	Зимний контрольный замер 2021 года	25,842	ПС 110 кВ Обская	ООО СЗ «Сибинвест строй»	5339545	30.06.2021	2023	1,382	0,0	–	0,553	32,223	32,239	32,239	32,239	32,239	32,239
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Основа»	5331946	18.10.2018	2023	1,3	0,0	–	1,170						
				ПС 110 кВ Обская	АО «15 центральный автомобильный ремонтный завод»	5322850	19.12.2014	2023	1,279	0,0	–	0,895						
				ПС 110 кВ Обская	ПАО «Новосибирский завод конденсаторов»	5334048	23.08.2019	2023	1	0,0	–	0,700						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Элвер»	5340961	03.11.2021	2023	1	0,0	–	0,400						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «СЗМК- ГлобалСталь»	5314903	20.08.2012	2023	0,763	0,0	–	0,534						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Контактные сети Сибири»	5301685	07.08.2007	2023	0,673	0,0	–	0,471						
				ПС 110 кВ Обская	АО «Обское»	5301961	19.09.2007	2023	0,671	0,0	–	0,268						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Интерм»	5332389	27.11.2018	2023	0,6	0,0	–	0,060						
				ПС 110 кВ Обская	СНТ «Калинка»	5316676	01.02.2013	2023	0,556	0,0	–	0,056						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Спортстройинвест»	5301421	06.07.2007	2023	0,544	0,0	–	0,054						
				ПС 110 кВ Обская	ИП Мартыненко Елена Владимировна	5338339	05.03.2021	2023	0,5	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Обская	ООО Производственная компания «ИгроДом»	5334991	20.01.2020	2023	0,45	0,0	–	0,045						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «СЗ РНГС- Академинвест»	5332505	24.12.2018	2023	0,387	0,0	–	0,039						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ТЕХПРОММАШ»	5327316	07.02.2017	2023	0,35	0,0	–	0,035						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Обская	СНТ «Нива»	5319475	16.10.2013	2023	0,323	0,0	–	0,032						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Контактные сети Сибири»	5319035	11.09.2013	2023	0,31	0,0	–	0,031						
				ПС 110 кВ Обская	ЖСК «Приморье»	5329823	29.11.2017	2023	0,3	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Сиб-Пресс»	5338465	26.03.2021	2023	0,298	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «База-13»	5341919	21.02.2022	2023	0,285	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Центр Точного Земледелия Аэросоюз»	5335020	11.02.2020	2023	0,25	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Обская	ЖСК «СТРОЙИНВЕСТОР»	5301283	26.06.2007	2023	0,203	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ТаГо»	5333209	22.04.2019	2023	0,202	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Обская	СНТ «Весна»	5339222	16.06.2021	2023	0,168	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Кока-Кола ЭйчБиСи Евразия»	5336736	15.09.2020	2023	0,161	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Обская	ПКиО «У моря»	5301531	18.07.2007	2023	0,157	0,0	–	0,016						
				ПС 110 кВ Обская	физ.лицо	5421450	01.08.2018	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ИП Чернышев Евгений Олегович	5327379	17.01.2017	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ВЛАСТЕЛИН КОЛЁС»	5335322	11.03.2020	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «СКАЙ»	5338566	19.03.2021	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ТОП-НСК»	5340077	04.08.2021	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ТОП-НСК»	5340411	20.09.2021	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «ВЛАСТЕЛИН КОЛЁС»	5341834	11.03.2022	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Апрель»	5342356	08.04.2022	2023	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «МСК»	5342478	22.04.2022	2024	0,15	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Обская	ДЮСШ «Энергия»	5319608	12.11.2013	2023	0,08	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Кока-Кола ЭйчБиСи Евразия»	5331465	08.08.2018	2023	0,071	0,0	–	0,007						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Техно-Центр»	5341779	02.02.2022	2023	0,05	0,0	–	0,005						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Новосибирский энергомашиностроител ьный завод»	5339221	21.06.2021	2023	0,046	0,0	–	0,005						
				ПС 110 кВ Обская	ООО «Золотой берег»	5329731	21.12.2017	2023	0,012	0,0	–	0,001						
10	ПС 110 кВ Сварная	Зимний контрольный замер 2021 года	14,872	ПС 110 кВ Сварная	ООО «Дома Сибири»	5317223	10.04.2013	2023	9,700	0,0	–	3,880	22,25	22,25	22,31	22,31	22,31	22,31
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Интеграл»	5324809	09.11.2015	2023	2,000	0,0	–	0,800						
				ПС 110 кВ Сварная	ЗАО «ЮНИС КОМПАНИ»	5338227	24.02.2021	2023	1,100	0,0	–	0,550						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Седьмая концессионная компания»	5336083	05.08.2020	2023	1,000	0,0	–	0,200						
				ПС 110 кВ Сварная	Потребительский кооператив «Жилищно- строительный кооператив «На Петухова»	5312270	22.11.2011	2023	0,870	0,0	–	0,348						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «БЕЛЛА Сибирь»	5337405	01.12.2020	2023	0,750	0,0	–	0,300						
				ПС 110 кВ Сварная	ДНП «Благодать»	5331169	04.07.2018	2023	0,640	0,0	–	0,064						
				ПС 110 кВ Сварная	физ.лицо	5311811	27.09.2011	2025	0,600	0,0	–	0,060						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «НСК- Недвижимость»	5331748	25.09.2018	2023	0,570	0,0	–	0,057						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «ЭКОНО-АЙР»	5322888	25.12.2014	2023	0,550	0,0	–	0,055						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Комбинат Алтайтара»	5332792	15.03.2019	2023	0,500	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Сварная	ИП Васюта Роман Николаевич	5314292	28.06.2012	2023	0,380	0,0	–	0,038						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Седьмая концессионная компания»	5336650	02.10.2020	2023	0,310	0,0	–	0,031						
				ПС 110 кВ Сварная	ИП Эскиоджак Эдип	5339146	17.05.2021	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Сварная	ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	5340704	18.10.2021	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Сварная	ИП Эскиоджак Эдип	5341860	11.03.2022	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Сварная	АО «Вимм-Билль- Данн»	5335276	11.03.2020	2023	0,290	0,0	–	0,029						
				ПС 110 кВ Сварная	СНТ «Радуга-2»	5313598	02.04.2012	2023	0,250	0,0	–	0,025						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Сибирский Грузовой Терминал»	5319874	26.12.2013	2023	0,180	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «БЕЛЛА Сибирь»	5338454	24.03.2021	2023	0,170	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Сварная	Интеграл	5316287	14.12.2012	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Ракита»	5326597	30.08.2016	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «СибТорг Строй»	5327610	16.03.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Сварная	ИП Андреев Сергей Владимирович	5342400	12.04.2022	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Витерра»	5340868	08.11.2021	2023	0,100	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Энерго сети Сибири»	5331401	05.09.2018	2023	0,070	0,0	–	0,007						
				ПС 110 кВ Сварная	ООО «Энерго сети Сибири»	5326783	06.10.2016	2023	0,060	0,0	–	0,006						
				ПС 110 кВ Сварная	АО «ПЕРЕДВИЖНАЯ МЕХАНИЗИРОВАН- НАЯ КОЛОННА № 1»	5340180	01.09.2021	2023	0,020	0,0	–	0,002						
11	ПС 110 кВ Светлая	Зимний контрольный замер 2017 года	42,637	ПС 110 кВ Светлая	ООО «Седьмая концессионная компания»	5335914	10.07.2020	2023	0,481	0,0	–	0,048	43,364	43,415	43,446	43,446	43,446	43,446
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Премьер»	5334840	22.01.2020	2023	0,480	0,0	–	0,048						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «БизнесСтрой»	5341243	30.12.2021	2024	0,467	0,0	–	0,047						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО СЗ «СКАЙ ФОКС»	5335589	22.06.2020	2023	0,454	0,0	–	0,045						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Солнечный Город»	5326215	08.07.2016	2023	0,335	0,0	–	0,034						
				ПС 110 кВ Светлая	НСТ «Комета-Березка»	5341318	20.12.2021	2023	0,330	0,0	–	0,033						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО СЗ «Н2 Девелопмент»	5336303	27.08.2020	2023	0,330	0,0	–	0,033						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Солнечный Город»	5326214	08.07.2016	2023	0,310	0,0	–	0,031						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Альтаир»	5310838	28.07.2011	2023	0,300	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Кравченко Евгений Николаевич	5341516	31.03.2022	2023	0,288	0,0	–	0,029						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Светлая	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный аграрный университет»	5311284	29.07.2011	2025	0,274	0,0	–	0,027						
				ПС 110 кВ Светлая	физ.лицо	5321905	14.08.2014	2023	0,256	0,0	–	0,026						
				ПС 110 кВ Светлая	ГСК «Союз»	5328758	10.07.2017	2023	0,202	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «ФАНТАЗИЯ»	5330192	06.02.2018	2023	0,200	0,0	–	0,020						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО СЗ «Строим на Кирова»	5335537	03.06.2020	2023	0,181	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Гигант плюс»	5335238	02.03.2020	2023	0,175	0,0	–	0,018						
				ПС 110 кВ Светлая	МБОУ г. Новосибирска «СОШ № 167»	5340115	08.09.2021	2023	0,165	0,0	–	0,017						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Рента-центр»	5326796	18.10.2016	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	физ.лицо	5329164	18.08.2017	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	физ.лицо	5330580	13.04.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Башмаков Дмитрий Сергеевич	5332020	11.10.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Дрыгин Сергей Владимирович	5332480	13.12.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Ерохин Иван Николаевич	5332481	13.12.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Байдаков Андрей Валерьевич	5332482	13.12.2018	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Ермак»	5334332	09.10.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	физ.лицо	5341309	14.12.2021	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Кравченко Евгений Николаевич	5334147	28.08.2019	2023	0,150	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	физ.лица	5316589	28.12.2012	2023	0,149	0,0	–	0,015						
				ПС 110 кВ Светлая	ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный аграрный университет»	5320412	25.02.2014	2023	0,101	0,0	–	0,010						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Апшерон»	5323911	04.06.2015	2023	0,089	0,0	–	0,009						
				ПС 110 кВ Светлая	ИП Калашян Фато Гасани, ИП Калашян Захар Джамалович	5335018	21.01.2020	2023	0,087	0,0	–	0,009						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Эко-Рынок»	5334905	16.12.2019	2023	0,075	0,0	–	0,008						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Квадрат-4»	5342307	05.04.2022	2023	0,042	0,0	–	0,004						
				ПС 110 кВ Светлая	ООО «Корона»	5332617	07.02.2019	2023	0,010	0,0	–	0,001						
12	ПС 110 кВ Сосновка	Зимний контрольный замер 2021 года	14,34	ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	263	22.03.2019	2023	3,108	0	0	1,243	16,65	16,67	16,67	16,67	16,67	16,67
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	677	22.10.2019	2023	1,000	0	0	0,400						
				ПС 110 кВ Сосновка	ФГБНУ «Федеральный исследовательский центр фундаментальной и трансляционной медицины»	5340483	16.09.2021	2023	1,000	0	0	0,200						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Компания Чистая вода»	5329694	21.11.2017	2023	0,600	0	0	0,060						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Благовещенка электросети»	5339522	28.06.2021	2023	0,600	0	0	0,060						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО Торговый дом «ЕРМАТЕЛЬ»	5342762	17.05.2022	2023	0,580	0	0	0,058						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «СЗ «Дом Солнца»	670	28.12.2020	2023	0,223	0	0	0,022						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «БИО-ВЕСТА»	285/13Т П	20.05.2013	2023	0,206	0	0	0,021						
				ПС 110 кВ Сосновка	СНТ «Театральный»	5335479	18.05.2020	2024	0,190	0	0	0,019						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Благовещенка электросети»	5335014	14.01.2020	2023	0,130	0	0	0,013						
13	ПС 110 кВ Тальменская	Зимний контрольный замер 2021 года	3,672	ПС 110 кВ Тальменская	ООО «Производственная компания «Кристалл»	5332929	20.03.2019	2023	1,564	0,0	—	1,251	5,063	5,063	5,063	5,063	5,063	5,063

ПС 110 кВ Бердская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 42,23 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 84,5 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,57 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 44,80 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,6 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42,23 + 2,57 + 0 - 0 = 44,80 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Бердская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Вертковская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 24,27 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 48,5 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,43 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 32,70 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 65,4 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,27 + 8,43 + 0 - 0 = 32,70 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Вертковская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Воробьево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 3,145 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 41,6 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 2,950 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 48,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при $T_{\text{НВ}} -14,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет 1,20, а при $T_{\text{НВ}} +23,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – 0,968 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,650 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,306 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить в зимний период 7,451 МВА, а в летний период – 7,256 МВА. Таким образом, в зимний период в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,6 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В летний период в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воробьево в летний период ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Воробьево расчетный объем ГАО составит 1,15 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,950 + 4,306 + 0 - 0 = 7,256 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,256 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Воробьево 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.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Западная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 34,00 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 70,8 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,46 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 35,46 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 73,9 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,00 + 1,46 + 0 - 0 = 35,46 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Инструментальная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 24,874 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 51,8 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,577 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,941 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 32,815 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 68,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,874 + 7,941 + 0 - 0 = 32,815 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Инструментальная с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Кирзаводская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,6 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 48,6 % 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 -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,2 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 20,8 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 69,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,6 + 6,2 + 0 - 0 = 20,8 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Кирзаводская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Кировская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 33,94 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 67,9 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,98 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,24 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 38,18 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 76,4 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,94 + 4,24 + 0 - 0 = 38,18 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Кировская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Красногорская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 33,71 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 67,4 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,38 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 40,09 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 80,2 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,71 + 6,38 + 0 - 0 = 40,09 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Красногорская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/6 кВ и 2Т 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Обская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 25,84 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 51,7 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,40 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 32,24 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 64,5 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,84 + 6,40 + 0 - 0 = 32,24 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Обская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Сварная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,87 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 49,6 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,44 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 22,31 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,87 + 7,44 + 0 - 0 = 22,31 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Сварная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Светлая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 42,64 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88,8 % 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 -22,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,81 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 43,45 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 90,5 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,64 + 0,81 + 0 - 0 = 43,45 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Светлая с заменой

трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Сосновка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,34 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74,7 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -14,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,33 МВА).

Необходимо отметить, что ТУ на ТП ООО «Д54 Развитие», ООО «СЗ «Дом Солнца» и ООО «БИО-ВЕСТА» учтены при расчете перспективной загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сосновка на основании информации, предоставленной ФГУП «УЭВ».

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 16,67 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86,8 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{персп}^{тр} = 14,34 + 2,33 + 0 - 0 = 16,67 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Сосновка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

ПС 110 кВ Тальменская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 3,67 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 48,6 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -14,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 1,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,39 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 5,06 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 67,0 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,67 + 1,39 + 0 - 0 = 5,06 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Тальменская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

2.2.3.2 ОАО «РЖД»

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ ОАО «РЖД» для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Новосибирской области заявленной мощностью менее 5 МВт.

В таблице 14 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Болотная	110/35/6	T1	ТДТНГ-15000	115/38,5/6,6	15	1958	93	4,94	4,97	4,86	5,32	5,93	4	3,69	4,42	4,61	5,2	0
			T2	ТДТНГ-15000	115/38,5/6,6	15	1958	93	4,94	4,97	4,86	5,32	5,93	4	3,69	4,42	4,61	5,2	

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 T _{HВ} , °C						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Болотная	T1	ТДТНГ-15000	1958	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТДТНГ-15000	1958	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Болотная	Зимний контрольный замер 2021 года	11,86	ПС 110 кВ Болотная	ОАО «РЖД»	5333369	20.08.2019	2023	2,00	0,0	–	1,40	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42

ПС 110 кВ Болотная.

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,86 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 65,9 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,56 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,42 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74,5 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,86 + 1,56 + 0 - 0 = 13,42 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Болотная с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

2.2.3.3 АО «Аэропорт Толмачево»

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Аэропорт для обеспечения технической возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Новосибирской области заявленной мощностью менее 5 МВт.

В таблице 17 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 17 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Аэропорт	110/10	Т-1	ТДН-16000	115/11	16	2012	100	2,83	2,68	2,69	2,94	3,36	3,31	1,77	1,79	1,54	2,18	0
			Т-2	ТДН-16000	115/11	16	2012	100	2,83	2,68	2,69	2,94	3,36	3,31	1,77	1,79	1,54	2,18	

Примечание – Разделение нагрузки по трансформаторам принято с допущением их равномерной загрузки.

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 ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Аэропорт	Т-1	ТДН-16000	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Аэропорт	Зимний контрольный замер 2021 года	6,729	ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5329693	25.12.2017	2023	2,500	0,0	–	1,000	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5317706	06.08.2013	2023	2,002	0,0	–	0,801						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5320625	05.05.2014	2023	1,185	0,0	–	0,474						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5325792	19.05.2016	2023	0,998	0,0	–	0,399						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5325793	19.05.2016	2023	0,500	0,0	–	0,050						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5330884	06.06.2018	2023	0,330	0,0	–	0,033						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5327762	20.06.2017	2023	0,302	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5321497	15.07.2014	2023	0,297	0,0	–	0,030						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5327252	27.01.2017	2023	0,050	0,0	–	0,005						
				ПС 110 кВ Аэропорт	АО «Аэропорт Толмачево»	5326558	14.11.2016	2023	0,015	0,0	–	0,002						

ПС 110 кВ Аэропорт.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 6,73 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 33,6 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,14 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,87 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 49,3 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,73 + 3,14 + 0 - 0 = 9,87 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Аэропорт с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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.

ПС 220 кВ Строительная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 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.

Загрузка трансформаторов ПС 220 кВ Строительная в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2017–2021 годов не превышала длительно допустимые величины. Фактическая максимальная загрузка обмотки 10 кВ подстанции за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,88 МВА, обмотки 6 кВ – в зимний контрольный замер 2017 года и составила 5,69 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить на напряжении 10 кВ – 26,78 МВА, на напряжении 6 кВ – 11,54 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 111,6 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Строительная расчетный объем ГАО составит 2,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год (замена одного трансформатора), 2024 год (замена второго трансформатора).

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

ПС 110 кВ Ересная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 28,52 МВА. В ПАР

одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95,1 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 30,65 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ересная расчетный объем ГАО составит 0,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР (в перспективном периоде) рекомендуется 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.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сокол.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 9,51 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 49,5 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 24,42 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сокол расчетный объем ГАО составит 5,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР (в перспективном периоде) рекомендуется 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 25 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ВАСХНИЛ.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 30,26 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ВАСХНИЛ расчетный объем ГАО составит 0,26 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ ВАСХНИЛ отсутствуют.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется 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 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Восточная тяговая.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Загрузка ПС 110 кВ Восточная тяговая в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2017–2021 годов не превышала длительно допустимые величины. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 7,93 МВА. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов в летний период выявлена в контрольный замер 2018 года и составила 7,16 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить в зимний период 11,13 МВА, в летний период – 10,36 МВА.

Таким образом, в зимний период в ПАР трансформатора Т2 мощностью 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 мощностью 10 МВА составит 92,8 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора. В летний период в ПАР трансформатора Т2 мощностью 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 мощностью 10 МВА составит 103,4 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

В летний период в случае аварийного отключения трансформатора Т2 мощностью 16 МВА на ПС 110 кВ Восточная тяговая расчетный объем ГАО составит 0,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР (в перспективном периоде) рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Восточная тяговая с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «РЖД».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тебисская.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА.

Загрузка ПС 110 кВ Тебисская в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2017–2021 годов не превышала длительно допустимые величины. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов в зимний период выявлена в контрольный замер 2018 года и составила 11,11 МВА. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов в летний период выявлена в контрольный замер 2019 года и составила 11,48 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить в зимний период 12,24 МВА, в летний период – 12,61 МВА.

Таким образом, в зимний период в ПАР трансформатора Т2 мощностью 15 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 мощностью 10 МВА составит 97,9 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В летний период в ПАР трансформатора Т2 мощностью 15 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 мощностью 10 МВА составит 104,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В летний период в случае аварийного отключения трансформатора Т2 мощностью 15 МВА на ПС 110 кВ Тебисская расчетный объем ГАО составит 0,60 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР (в перспективном периоде) рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Тебисская с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «РЖД».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 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 в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	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 тяговая (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 20 МВт							
2	«Академгородок 2.0»	ГКУ НСО «УКС»	0,0	49,0	110	2024	ПС 220 кВ Научная
3	Горнодобывающее предприятие	АО «Сибантрацит»	0,0	35,0	220	2024	ПС 220 кВ Антрацит
4	Центр обработки данных	ООО «Нэолайн»	0,0	34,5	220	2024	новая ПС 220 кВ Нэолайн
5	Цементный завод	АО «Искитимцемент»	0,0	21,3	110	2024	ПС 110 кВ Искитимская

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	17426	18149	18333	18646	18797	18885
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	723	184	313	151	88
Годовой темп прироста, %	–	4,15	1,01	1,71	0,81	0,47

Потребление электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области прогнозируется на уровне 18885 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,43 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 723 млн кВт·ч или 4,15 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 88 млн кВт·ч или 0,47 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 20.

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

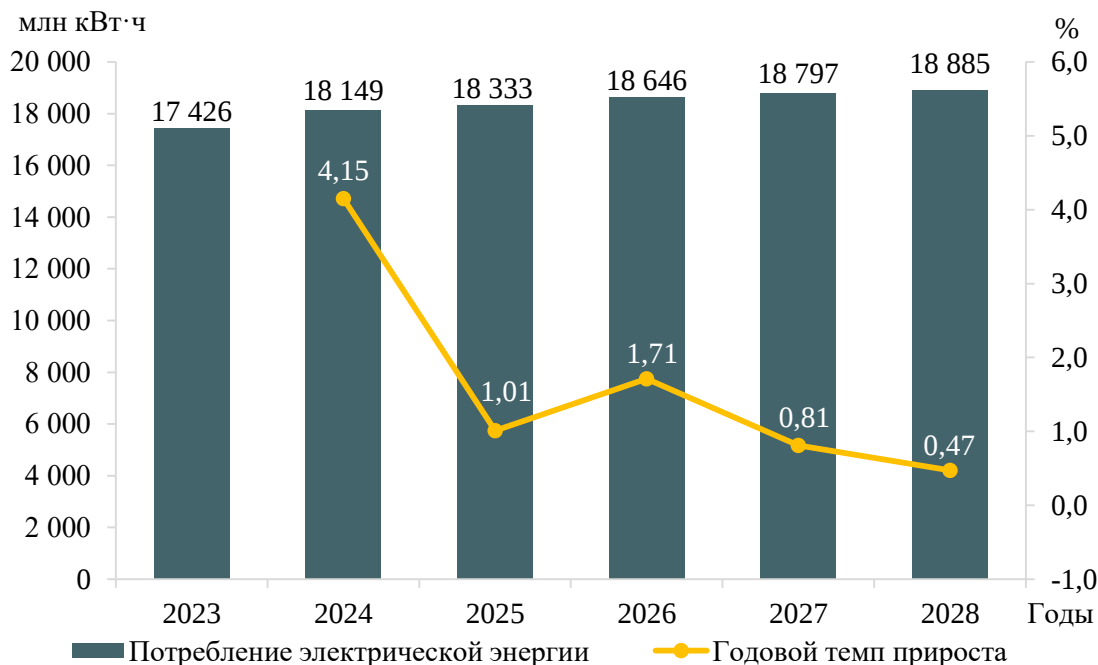


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 2023–2028 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.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3018	3177	3216	3223	3229	3234
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	159	39	7	6	5
Годовой темп прироста, %	–	5,27	1,23	0,22	0,19	0,15
Число часов использования максимума потребления мощности	5774	5713	5701	5785	5821	5840

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2028 году прогнозируется на уровне 3234 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 159 МВт или 5,27 %, что обусловлено реализацией развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший – 5 МВт или 0,15 % в 2028 году.

Годовой режим электропотребления энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период останется на том же уровне, что и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 5840 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля сферы услуг и домашних хозяйств (свыше 46 %) в общем потреблении энергосистемы.

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

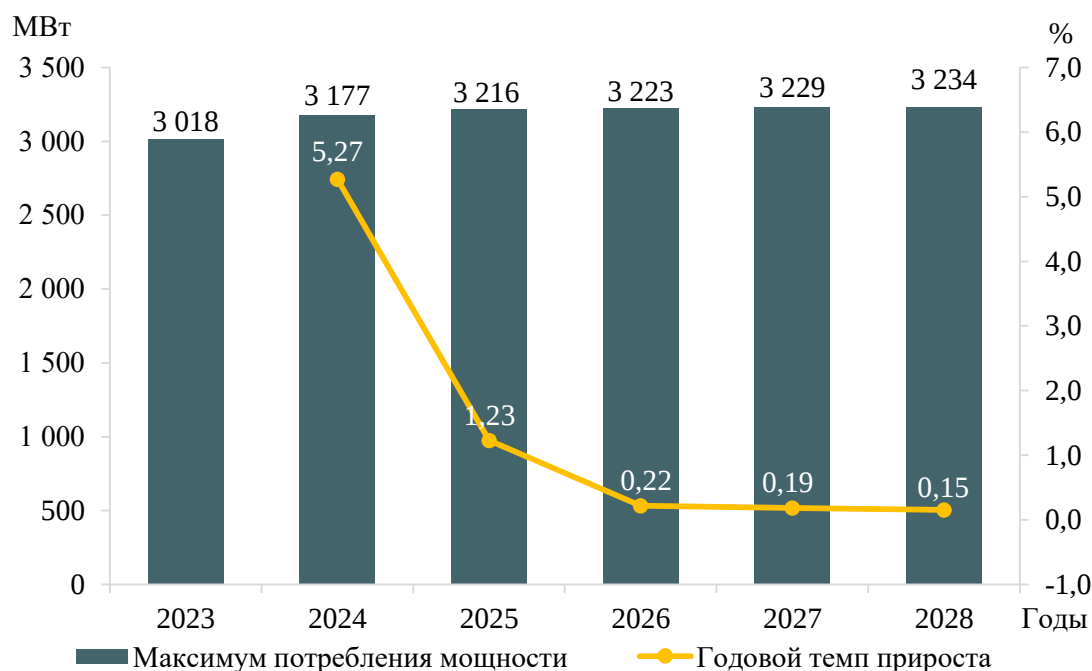


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 40 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2028 году составит 3067,6 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Новосибирской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 23. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Новосибирской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	3027,6	3027,6	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6
ГЭС	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

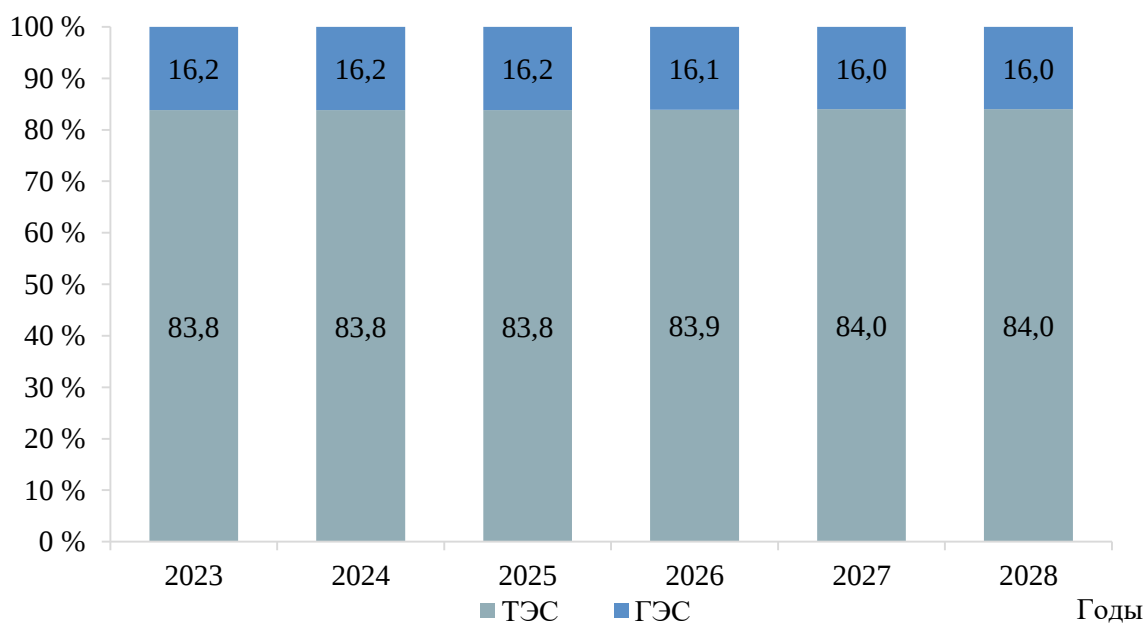


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Новосибирской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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 потребителей АО «Сибирский Антрацит»	АО «Сибирский Антрацит»	–	35
2	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I цепь с отпайкой на ПС Электродная (249) и ВЛ 220 кВ Заря – Южная II цепь с отпайкой на ПС Электродная (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 потребителей ООО «Нэолайн»	ООО «Нэолайн»	–	34,48
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 потребителей ООО «Энергоресурс»	ООО «Энергоресурс»	–	20,75
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				
7	Строительство ПС 220 кВ Логопарк с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «УК «ПЛП»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АИР»	АО «АИР»	–	4
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная I цепь с отпайкой на ПС Тепличная на ПС 220 кВ Логопарк ориентировочной протяженностью 3,6 км каждый	АО «УК «ПЛП»	220	км	–	–	2×3,6	–	–	–	7,2				
9	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 потребителей ГКУ НСО «УКС»	ГКУ НСО «УКС»	–	49
10	Строительство отпаяк в кабельном исполнении от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I цепь с отпайками (Ю-1) и ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная II цепь с отпайками (Ю-2) до ПС 110 кВ Академическая новая ориентировочной протяженностью 1,35 км каждая	АО «РЭС»	110	км	–	2×1,35	–	–	–	–	2,7				
11	Реконструкция двухцепной 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 5,6 км каждая с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×5,8	–	–	–	11,6				
12	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Министерств о обороны РФ	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического	Минобороны России	–	13,7

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
13	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Пашино – Лесная I цепь (С-13) и ВЛ 110 кВ Пашино – Лесная II цепь (С-14) до ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 0,7 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×0,7	–	–	–	–	–	1,4	присоединения потребителей Минобороны России			
14	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12
15	Строительство отпаяк 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 каждая	АО «РЭС»	110	км	–	2×1,8	–	–	–	–	3,6				
16	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,34
17	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				
18	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,83
19	Строительство отпаяк 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 каждая	АО «РЭС»	110	км	2×3,7	–	–	–	–	–	7,4				
20	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	13,5
21	Строительство отпаяк 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 каждая	АО «РЭС»	110	км	2×4,6	–	–	–	–	–	9,2				
22	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,56
23	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками (П-1 Барышевская – Горная) на ПС 110 кВ Мотково ориентировочной протяженностью 1,3 км каждый	АО «РЭС»	110	км	2×1,3	–	–	–	–	–	2,6				
24	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,63
25	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	–	–	–	–	–	7,3				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
26	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	21,65
27	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				
28	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,82	4
29	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,51	7
													ОАО «РЖД»	17,74	6,27
30	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный Брод с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,57	13
31	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,44	6
32	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,41	5
33	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,82	12
34	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,11	10
35	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,85	10
36	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,96	12
37	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,72	7,83

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
38	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,12	7,89
39	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,59	5,06
40	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,46	12,96
41	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,85	22,07
42	Реконструкция ПС 110 кВ Воробьево 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 потребителей АО «Кудряшовское»	АО «Кудряшовское»	–	2,24
43	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 ДСК КПД-Газстрой», ООО СЗ «Азимут», ООО «Седьмая концессионная компания», ООО «СЗ КПД-Газстрой-Инвест», МУП г. Новосибирска «Управление заказчика по строительству подземных транспортных сооружений», ООО «Сибресторантконтракшн», ООО СЗ «Меркурий», ООО «Управление торговли Новосибирского облпотребсоюза», ООО «Овощная группа», ЖСК «Держава», ООО «Завод строительных материалов 7», ООО УК «Любимый дом», ООО «СЗ «Владиславский»	ООО «СЗ «Союз-Инвест»	–	1,99
													ООО «Виакон «Проект Радуга»	–	1,81
													ООО «СЗ ДСК КПД-Газстрой»	–	1,18
													ООО СЗ «Азимут»	–	1,15
													ООО «Седьмая концессионная компания»	–	1,04
													ООО «СЗ КПД-Газстрой-Инвест»	–	0,99
													МУП г. Новосибирска «Управление заказчика по строительству подземных транспортных сооружений»	–	0,66
													ООО «Сибресторантконтракшн»	–	0,5
													ООО СЗ «Меркурий»	–	0,45
													ИП Моисеенко Татьяна Александровна	–	0,4
													ООО «Управление торговли Новосибирского облпотребсоюза»	–	0,4
													ООО «Овощная группа»	–	0,3
													ЖСК «Держава»	–	0,2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоеди- ненная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт
													ООО «Завод строительных материалов 7»	–	0,19
													ООО УК «Любимый дом»	–	0,18
													ООО «СЗ «Владиславский»	–	0,16
44	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 потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,82	6,57
45	Реконструкция ПС 110 кВ Искитимская с заменой трансформаторов 3Т 110/3 кВ и 4Т 110/3 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Искитимцемент»	АО «Искитимцемент»	–	21,3
46	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан-Новосибирск», ООО «ПОЛЮС», ООО «Вега», ДНТ «Благое», ООО «С-Тэк 1», ООО «Меридиан», ООО «ОрбитаСтрой», ООО «СТРОЙИНВЕСТМОН ТАЖ», АО «Кудряшовское»	ООО «ДорХан- Новосибирск»	–	4,98
													ООО «ДорХан- Новосибирск»	–	4,89
													ООО «ДорХан- Новосибирск»	1,43	1,11
													ООО «ПОЛЮС»	0,1	0,67
													ООО «Вега»	–	0,53
													ДНТ «Благое»	–	0,47
													ООО «С-Тэк 1»	–	0,33
													ИП Зайцев Станислав Евгеньевич	–	0,3
													ООО «Меридиан»	–	0,2
													ООО «ОрбитаСтрой»	–	0,15
													ООО «СТРОЙИНВЕС ТМОНТАЖ»	–	0,15
													ИП Синельников Евгений Александрович	–	0,09
													АО «Кудряшовское»	–	0,01

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	1×63	1×63	–	–	–	–	126	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	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 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	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	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	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 прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Тебисская с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

На основании проведенного анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области оценивается в 2028 году в объеме 18885 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,43 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2028 году увеличится и составит 3234 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,20 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Новосибирской области прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД» за счет реализации развития второго этапа Восточного полигона.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5701–5840 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 40 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2028 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 830,3 км, трансформаторной мощности 1393,7 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Новосибирской области												
Новосибирская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		2	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		3	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		4	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		5	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		6	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
Установленная мощность, всего		–	–		490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	
Новосибирская ТЭЦ-4	АО «СИБЭКО»			Газ, мазут, уголь								
		3	ПТ-22-90		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	
		5	T-30-90		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	T-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	T-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	T-100-130		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
Новосибирская ТЭЦ-3	АО «СИБЭКО»			Мазут, уголь								
		1	T-16,5-29		16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	
		7	P-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	P-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	P-37-130/31		37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
		10	P-25-130/8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		11	T-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	Модернизация в 2027 г.
		12	T-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		13	T-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2026 г.
		14	T-110/120-130		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	
Новосибирская ТЭЦ-2	АО «СИБЭКО»			Газ, мазут, уголь								
		3	T-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	T-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		5	T-20-90		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	
		7	ПТ-60-130/13		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	
		9	ПТ-80/100-130/13		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Новосибирская ТЭЦ-5	АО «СИБЭКО»			Газ, мазут, уголь								
		1	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	T-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	
Барабинская ТЭЦ	АО «СИБЭКО»			Газ, мазут, уголь								
		2	K-17-90-1		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	
		4	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	K-25-90-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	Caterpillar G3520C		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	
		4	Caterpillar G3520C		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
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 «Энерге-тик»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	209,57	204,47
2	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	169,83	167,83
3	Новосибирской области	Новосибирская область	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	18,43	4,75
4	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электроматриаль»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	543,08	437,07
					220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	63	2024			
5	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	44104,70	44104,70

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
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 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	198,42	198,42
7	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тебисская с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	102,46	102,46
8	Новосибирской области	Новосибирская область	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	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	208,96	0,00
9	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Воробьево 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 прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	120,33	120,33

Примечания

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

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