

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МАГАДАНСКОЙ  
ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	8
1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше .....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ .....	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	19
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше .....	21
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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 .....	21

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	22
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	22
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	25
3.3	Прогноз потребления мощности.....	26
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	27
4	Результаты расчетов балансовой надежности.....	29
5	Прогнозные балансы электрической энергии и мощности.....	30
5.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования .....	30
5.2	Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС .....	31
6	Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период.....	32
7	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	33
7.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше....	33
7.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Магаданской области .....	33
7.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС .....	36
7.4	Мероприятия в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	36
8	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
9	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
10	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	40
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	41

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	42
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	43
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии .....	44

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЗ	–	дистанционная защита
ЕГО	–	единица генерирующего оборудования
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛР	–	линейный разъединитель
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
ТН	–	трансформатор напряжения
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ШР	–	шинный разъединитель
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 937 [1], электроэнергетическая система Магаданской области включает в себя совокупность расположенных на территории г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС им. А.Ф. Дьякова, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС имени Ю.И. Фриштера и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ «Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая», и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетической системы Магаданской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

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

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше электроэнергетической системы Магаданской области на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Электроэнергетическая система Магаданской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ и обслуживает территорию Магаданской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Магаданской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 35 кВ и (или) выше:

– ПАО «Магаданэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Магаданской области.

### 1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей электроэнергетической системы Магаданской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 10 МВт	
АО «Полюс Магадан»	56,8
АО «Павлик»	50,8
АО «Сусуманзолото»	15,0
ЗАО «Серебро Магадана»	14,4
Более 5 МВт	
–	–
Более 1 МВт	
–	–

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

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Магаданской области на 01.01.2024 составила 1790,0 МВт, в том числе: ГЭС – 1470,0 МВт, ТЭС – 320,0 МВт.

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

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



Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Магаданской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1647,5	142,5	–	–	–	1790,0
ГЭС	1327,5	142,5	–	–	–	1470,0
ТЭС	320,0	–	–	–	–	320,0

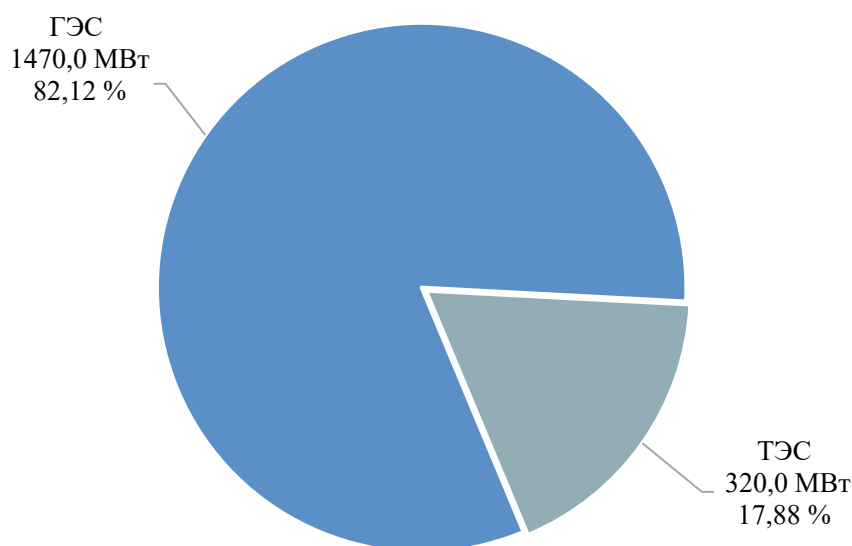


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Магаданской области по состоянию на 01.01.2024

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

Производство электрической энергии в электроэнергетической системе Магаданской области в 2023 году составило 3000,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 2820,5 млн кВт·ч, ТЭС – 180,3 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях электроэнергетической системы Магаданской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	2780,0	2842,9	2832,4	2900,7	3000,8
ГЭС	2628,6	2689,6	2666,3	2723,3	2820,5
ТЭС	151,4	153,3	166,1	177,5	180,3

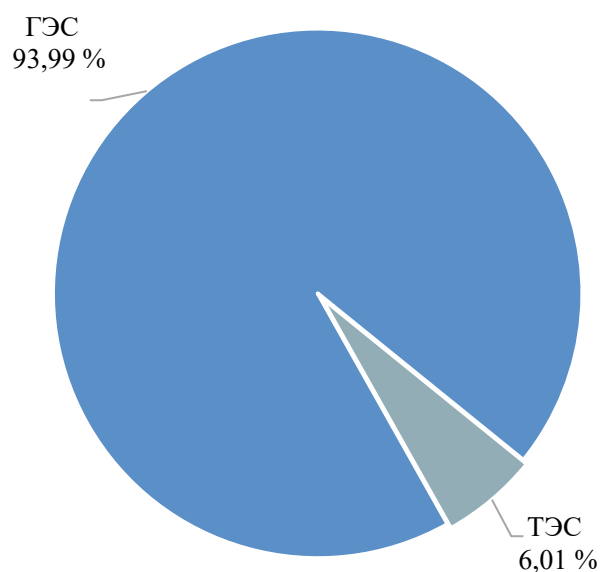


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Магаданской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Магаданской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2780	2843	2832	2901	3001
Годовой темп прироста, %	9,19	2,27	-0,39	2,44	3,45
Максимум потребления мощности, МВт	418	428	436	433	460
Годовой темп прироста, %	6,36	2,39	1,87	-0,69	6,24
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6651	6643	6495	6700	6524
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	22.02 10:00	24.01 11:00	21.10 20:00	13.12 17:00	06.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-30,0	-37,8	-17,6	-37,3	-39,4

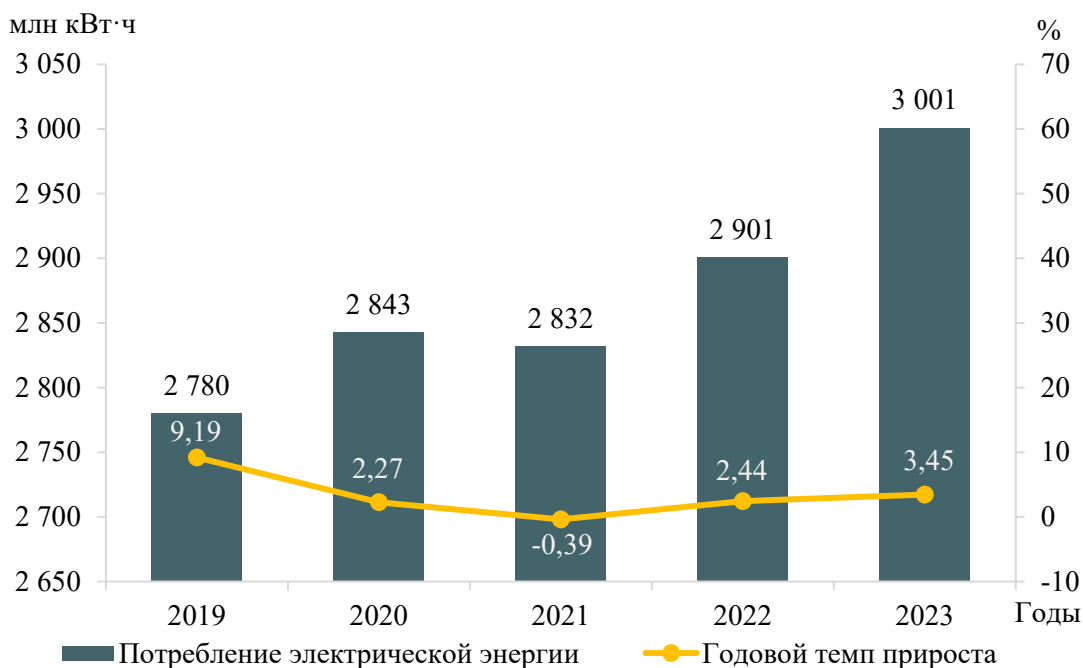


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

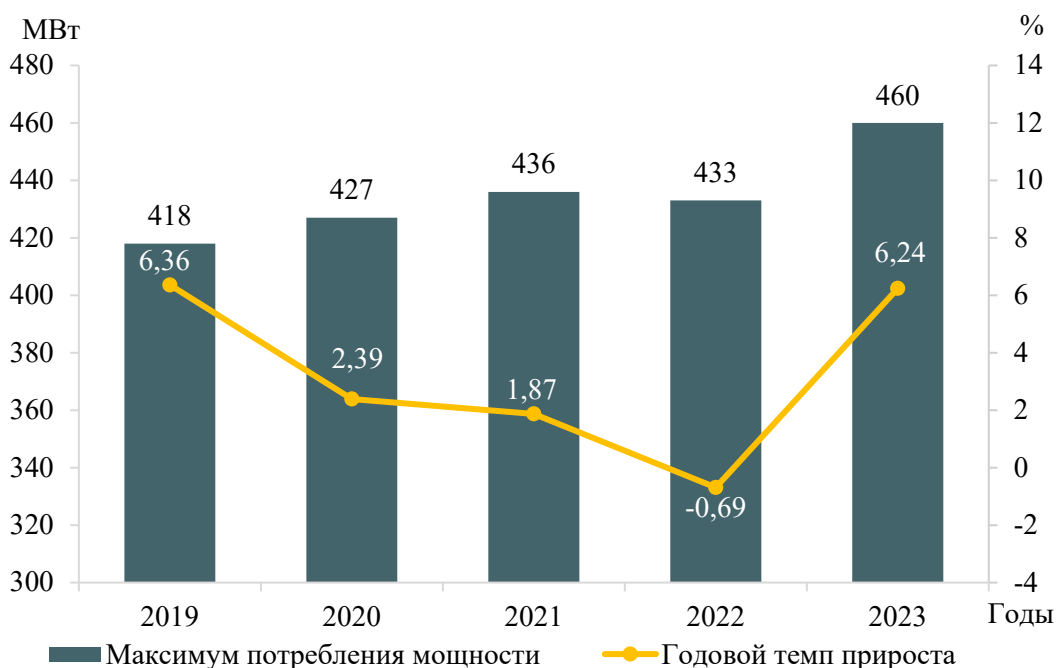


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области увеличилось на 455 млн кВт·ч и составило в 2023 году 3001 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,34 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,19 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2021 году и имело отрицательное значение 0,39 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области вырос на 67 МВт и составил 460 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,20 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен, главным образом, вводом в эксплуатацию предприятий золотодобывающего сектора.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,36 % в 2019 году; наибольшее снижение годового прироста мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 0,69 %.

Исторический максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области был зафиксирован в 1991 году в размере 658 МВт.

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

- ростом потребления предприятиями по добыче полезных ископаемых;
- увеличением потребления населением;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

### **1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде**

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Усть-Омчуг – Омчак Новая I, II цепь протяженностью 121,17 км каждая	ПАО «Магаданэнерго»	2020	2×121,17 км
2	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Омчак-Новая – Технологическая I, II цепь протяженностью 13,2 км каждая	ПАО «Магаданэнерго»	2021	2×13,2 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Усть-Омчуг – Палатка до ПС 110 кВ Тэутэджак протяженностью 8,2 км	ПАО «Магаданэнерго»	2021	8,2 км
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Палатка – Центральная № 2 протяженностью 82,294 км	ПАО «Магаданэнерго»	2021	82,294 км
5	154 кВ	Реконструкция ВЛ 154 кВ Усть-Омчуг – Палатка протяженностью 177,4 км с переводом на класс напряжения 110 кВ	ПАО «Магаданэнерго»	2021	177,4 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Оротукан – Палатка протяженностью 21,211 км	ПАО «Магаданэнерго»	2021	21,211 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Омчак Новая с двумя автотрансформаторами 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Магаданэнерго»	2020	2×125 МВА 2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Тэутэджак с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Магаданэнерго»	2021	2×25 МВА
3	150 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Усть-Омчуг с демонтажем трансформатора 150/110 кВ мощностью 90 МВА	ПАО «Магаданэнерго»	2021	90 МВА
4	150 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Палатка с демонтажем трансформатора 150/110 кВ мощностью 90 МВА	ПАО «Магаданэнерго»	2021	90 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Магаданэнерго»	2021	125 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Магаданэнерго»	2022	40 МВА

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

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

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

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

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории Магаданской области, направленные на исключение рисков ввода ГАО, и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

#### **2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше**

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 35 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	н/д
	19.06.2019	н/д
2020	16.12.2020	-16,7
	17.06.2020	14,7
2021	15.12.2021	-23,6
	16.06.2021	14,2
2022	21.12.2022	-4,5
	15.06.2022	11,3
2023	20.12.2023	-25,3
	21.06.2023	13,1

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], исходя из следующих критериев:

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Магаданэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Магаданэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 220 кВ Центральная	220	T-3	115/38,5/11	40	8,2	11,6	11,93	12,08	17,7	7,4	0	6,91	9,53	12	6,9
			T-4	115/38,5/11	25	9,3	11,8	12,32	7,65	11,2	7,9	12,4	7,37	9,8	8	–
2	ПС 35 кВ Солнечная	35	T-1	36,75/11	6,3	2,9	1,7	2,33	2,0	2	2,9	1,7	1,7	3,09	0	–
			T-2	36,75/11	6,3	0	1,5	2,04	1,1	2,1	0	0	0	0	2,3	–
3	ПС 110 кВ Нера Новая	110	T-1	115/38,5/6,6	25	11,7	12,8	10,12	15,92	11,24	10,12	7,26	17,67	10,95	6,66	–
			T-2	115/38,5/6,6	25	15,39	15,59	19,55	12,83	18,38	12,68	9,33	3,99	7,27	16,98	–

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Центральная	T-3	ТДТН-40000/110	2022	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-25000/110	2001	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 35 кВ Солнечная	T-1	ТМН-6300/35	1988	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35	1984	95	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 110 кВ Нера Новая	T-1	ТДТН-25000-110/35/6	1991	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000-110/35/6	1989	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 220 кВ Центральная	2023 / зима	28,9	ПС 220 кВ Центральная	ООО «Тепличный комплекс «Агро Инвест»	10.10.2018	ТП418-864	2024	4,500	0	10	4,050	34,86	34,86	34,86	34,86	34,86	34,86
					ООО «Магаданская спортивная концессия-1»	07.12.2022	ТП422-624	2024	1,555	0	10	0,310						
					ООО «Магаданская спортивная концессия-2»	04.10.2022	ТП422-134	2024	1,150	0	10	0,230						
					ООО «Управляющая компания»	15.11.2023	ТП423-618	2025	0,680	0	0,38	0,272						
					«Управление капитального строительства Магаданской области»	10.06.2024	68/2024	2025	1,68998	0	0,38	0,676						
2	ПС 35 кВ Солнечная	2021 / зима	4,37	ПС 35 кВ Солнечная	ООО «Тепличный комплекс «Агро Инвест»	10.10.2018	ТП418-864	2024	3,000	0	10	2,700	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61
					ООО «Магаданская спортивная концессия-1»	07.12.2022	ТП422-624	2024	1,555	0	10	0,310						
3	ПС 110 кВ Нера Новая	2021 / зима	29,67	ПС 110 кВ Нера Новая	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024–2025	0,741	0	0,23–6	0,074	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
				ПС 35 кВ Диринь	ООО «Чорон»	02.07.2020	5-14/2020 ТП	2024	4,000	0	35	3,200						



### ПС 220 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 28,9 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-4), с учетом перевода нагрузки, составит 70,4 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-25,3^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,9 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,96 МВА).

Согласно информации от ПАО «Магаданэнерго» в соответствии с ТУ на ТП АО «Магаданэлектросеть» (от 17.11.2020 № 51/2020 заявленной мощностью 1,835 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Центральная с заменой трансформатора Т4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{\text{срм}}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,9 + 5,96 + 0 - 6,9 = 27,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора (Т-3) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-4) составит 89,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Магаданэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 220 кВ Центральная с заменой существующего силового трансформатора Т-4 25 МВА на 40 МВА).

### ПС 35 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

4,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 66,1 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -23,6 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,24 МВА).

Согласно информации от ПАО «Магаданэнерго» в соответствии с ТУ на ТП АО «Магаданэлектросеть» (от 17.11.2020 № 51/2020 заявленной мощностью 1,835 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т1 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,37 + 3,24 + 0 - 0 = 7,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115,0 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Солнечная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Солнечная расчетный объем ГАО составит 1,0 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,61 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Нера Новая.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 29,67 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 98,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -23,6 °С и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 4,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,53 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,67 + 3,53 + 0 + 0 = 33,2 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 110,7 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 106,2 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ООО «Чорон» от 20.11.2021 № 5341003 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,67 + 0,08 + 0 + 0 = 29,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 99,2 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 95,2 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

По договору на осуществление ТП от 24.07.2020 № 5-14/2020 ТП энергопринимающих устройств ООО «Чорон» максимальной мощностью 4 МВт срок действия ТУ истек 24.07.2023. Со стороны ПАО «Магаданэнерго» были выполнены все необходимые мероприятия, предусмотренные ТУ (письмо от 22.07.2021 № МЭ/20-14-2.4-468а). Руководствуясь положениями Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 861 [4], п. 16.5, ПАО «Магаданэнерго» намерено в августе 2024 года инициировать процесс расторжения договора в судебном порядке.

С учетом вышеизложенного и учитывая отсутствие новых заявок на ТП к ПС 110 кВ Нера Новая в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Магаданэнерго» по замене существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

### 2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 10 (6) кВ

Предложения от сетевых организаций на территории Магаданской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше отсутствуют.

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

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

## 2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Магаданэнерго»	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Нера – Тонор»
2	ПАО «Магаданэнерго»	Модернизация ВЛ-110 кВ «АрГРЭС – Артык»
3	ПАО «Магаданэнерго»	Техническое перевооружение ВЛ-35 кВ «Юбилейный – Захаренко»
4	ПАО «Магаданэнерго»	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Нера – Нелькан»
5	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ПС 110 кВ ГМК с ВЛ 110 кВ Палатка – ГМК
6	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ПС Приморская 110/35/10 кВ мощностью 2×40 МВА
7	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ВЛ 110 кВ Юго-Восточная Новая – Приморская
8	ПАО «Магаданэнерго»	Реконструкция ПС 35 кВ Хасын. Строительство ОРУ 110 кВ ПС 35 кВ Хасын. Сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Палатка – Сокол на ОРУ 110 кВ ПС 35 кВ Хасын
9	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство РП-110 кВ с ответвительной ЛЭП от ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая и ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Артык до РУ 110 кВ РП-110 кВ. Строительство ПС 110 кВ Богатырь с ВЛ 110 кВ РП-110 – Богатырь. Строительство ВЛ 35 кВ Богатырь – Богуславец
10	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ПС 220/110/35/10
11	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ВЛ 220 кВ УсГЭС – Омсукчан
12	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ВЛ 220 кВ Ягодное – Берелех (с реконструкцией подстанций 220 кВ «Берелех» и «Ягодное»)
13	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Берелех – Омчак Новая
14	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ПС Юго-Восточная Новая 220/110/35/10 кВ
15	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ВЛ 220 кВ УсГЭС – Юго-Восточная Новая
16	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ПС 220 кВ Приохотская с ВЛ 220 кВ Омсукчан – Приохотская и установкой ИРМ
17	ПАО «Магаданэнерго»	Строительство ВЛ 110 кВ Оротукан – ГПП – Сеймчан
18	ПАО «Магаданэнерго»	Реконструкция ВЛ-35 кВ Нелькан – Дrajный с заменой провода АС-95 на АС-120
19	ПАО «Магаданэнерго»	Модернизация ПС 220 кВ Оротукан с заменой разъединителей 220 кВ (ШР ВЛ-220 Оротукан-УсГЭС1; ОСШ ВЛ-220 Оротукан-УсГЭС1; ЛР ВЛ-220 Оротукан-УсГЭС1; ШР 1С ОВ-220; ШР 2С ОВ-220 – 5 ед.), заменой выключателей МКП-110 кВ на ВГТ-110 кВ – 2 ед. с трансформаторами тока ТРГ-110 кВ – 6 ед., заменой панелей защит ВЛ-35 кВ «ВЛ-35 Спорное, ВЛ-35 Ларюковская, СВ-35 ТН 1С, 2С 35 кВ на микропроцессорные (ШЭРА ДЗ 35-4001, ШЭРА С-35-3001) – 2 ед.
20	ПАО «Магаданэнерго»	Модернизация ПС 220 кВ Омсукчан с заменой выключателей МКП-110 (В 110 Т-2, В 110 Дукат) на ВГТ-110 кВ – 2 ед. с трансформаторами тока ТРГ-110 кВ – 6 ед.
21	ПАО «Магаданэнерго»	ПС 220 кВ Синегорье с заменой масляных выключателей (В 110 Спорное, В 110 Электрокотельная, СВ 110) – 3 ед. с выносными трансформаторами тока – 9 ед.

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

### **2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше**

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории Магаданской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования Магаданской области, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

**2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 35 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 35 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 7.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей электроэнергетической системы Магаданской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	ПС 110 кВ Левобережная (Объекты капитального строительства)	ООО «МИК-1»	0,0	27,186	110	2024 2025	ПС 220 кВ Центральная
Более 5 МВт							
2	Разработка золоторудных месторождений	АО «Павлик»	36,0	9,0	10 35	2024 2025	ПС 110 кВ Павлик-2
3	Разработка золоторудных месторождений	АО «Сусуманзолото»	0,0	8,5	110	2025	ПС 110 кВ Таскан ПС 110 кВ Берзина
4	Разработка серебряных и золоторудных месторождений	АО «Серебро Магадана»	0,0	8,0	110	2024	ПС 110 кВ Дукат
5	Разработка золоторудных месторождений	АО «Сусуманзолото»	0,0	6,5	35	2024	ПС 220 кВ Усть-Омчуг
6	Разработка золоторудных месторождений	ООО «ЗДК»	0,0	6,0	220	2024	ПС 220 кВ Оротукан ПС 220 кВ Палатка
Более 1 МВт							
7	Областной родильный дом в г. Магадане	МОГКУ «УКС Магаданской области»	0,0	4,7	35,0	2024	Магаданская ТЭЦ ПС 110 кВ Юго-Восточная
8	Тепличный комплекс «Агро Инвест»	ООО ТК «Агро Инвест»	0,0	4,5	35,0	2024	ПС 220 кВ Центральная
9	Разработка серебряных и золоторудных месторождений	ООО «Чорон»	0,0	4,0	35,0	2024	ПС 110 кВ Нера Новая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	Электроснабжения участка ПГР в составе рудника «Штурмовской»	АО «Сусуманзолото»	3,0	3,5	35,0	2025	ПС 110 кВ Березина
11	Аэропорт Магадан	ОАО «Аэропорт Магадан»	2,0	3,0	10,0	2024	ПС 110 кВ Сокол
12	Средняя школа в третьем микрорайоне в г. Магадан2	МОГКУ «УКС Магаданской области»	0,0	2,8	35,0	2024	Магаданская ТЭЦ ПС 110 кВ Юго-Восточная
13	Разработка серебряных и золоторудных месторождений	ООО «Статус»	0,3	2,7	35,0	2024	ПС 110 кВ Дебин
14	Производство драгоценных металлов	АО «КАЗ»	4,4	1,9	35,0	2024	ПС 220 кВ Палатка
15	Цементный завод	АО «Колымацемент»	0,0	1,8	6,0	2025	ПС 110 кВ Юго-Восточная
16	Всесезонный трамплинный комплекс для подготовки спортивного резерва в г. Магадане	ООО «Магаданская спортивная концессия-1»	0,0	1,6	35,0	2024	ПС 220 кВ Центральная
17	Культурно-общественный центр парка «Маяк»	МОГКУ «УКС Магаданской области»	0,0	1,5	35,0	2024	ПС 110 кВ Юго-Восточная
18	Строительство автомобильных дорог	ООО «КолымаДорСтрой»	0,0	1,3	35,0	2025	ПС 110 кВ Сокол
19	Лыжный стадион им. Е. Вьяльбе г. Магадан. Мкр. Снежная Долина»	ООО «Магаданская спортивная концессия-2»	0,0	1,15	35,0	2024	ПС 220 кВ Центральная



### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3158	3291	3528	3617	3630	3628	3633
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	133	237	89	13	-2	5
Годовой темп прироста, %	–	4,21	7,20	2,52	0,36	-0,06	0,14

Потребление электрической энергии по электроэнергетической системе Магаданской области прогнозируется на уровне 3633 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,77 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 237 млн кВт·ч или 7,20 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит отрицательное значение 2 млн кВт·ч или 0,06 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста электроэнергетической системы Магаданской области представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области обусловлена следующими основными факторами:

- разработкой действующих и новых серебряных и золоторудных месторождений;
- строительством объектов социально-бытового назначения и ростом жилищного строительства.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

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

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	484	536	541	543	544	545	546
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	52	5	2	1	1	1
Годовой темп прироста, %	–	10,74	0,93	0,37	0,18	0,18	0,18
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6525	6140	6521	6661	6673	6657	6654

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области к 2030 году прогнозируется на уровне 546 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,48 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 52 МВт или 10,74 %, что обусловлено вводом объектов по добыче полезных ископаемых; наименьший прирост ожидается в период 2028–2030 годов и составит 1 МВт или 0,18 %.

Годовой режим потребления электрической энергии электроэнергетической системы в прогнозный период останется достаточно плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6654 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

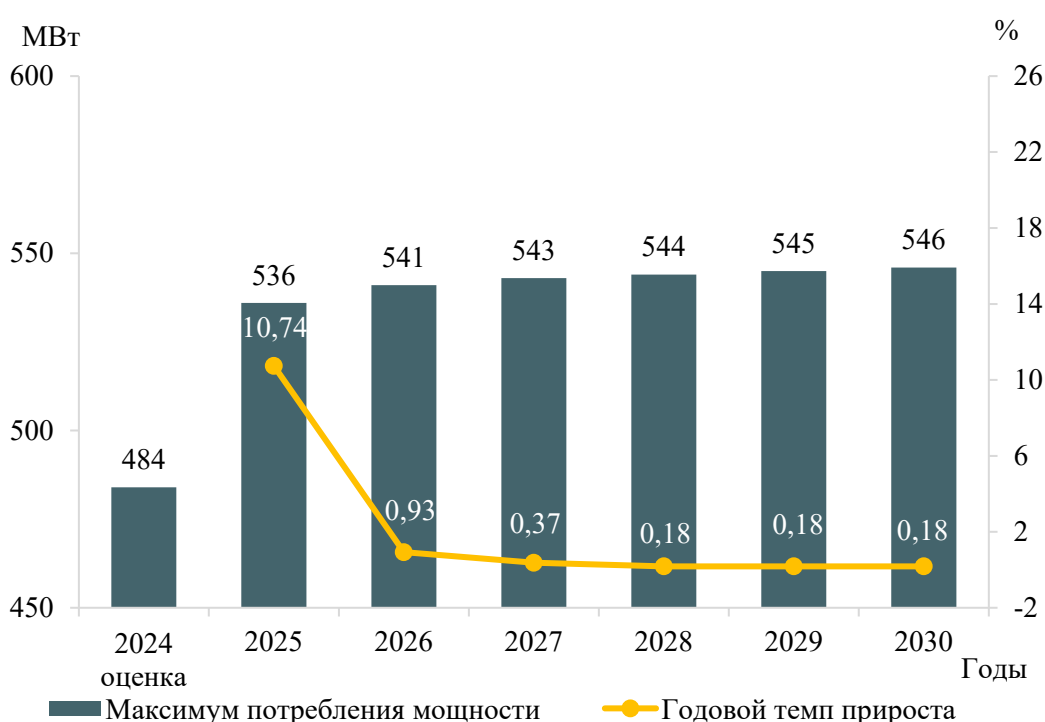


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

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

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

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Магаданской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит

1790 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей электроэнергетической системы Магаданской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Магаданской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Магаданской области представлена на рисунке 7.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Магаданской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1790	1790	1790	1790	1790	1790	1790
ГЭС	1470	1470	1470	1470	1470	1470	1470
ТЭС	320	320	320	320	320	320	320

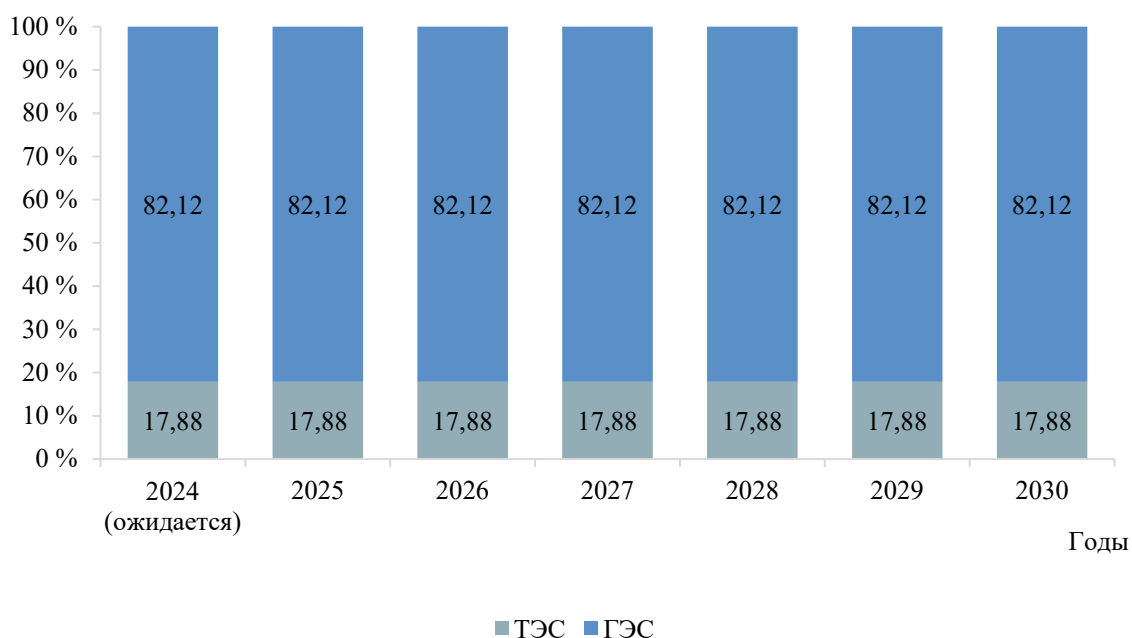


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Магаданской области

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

#### 4 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности электроэнергетической системы Магаданской области проведены на среднесрочный период 2025–2030 годов для следующих условий:

– прогноз потребления электрической энергии и мощности по электроэнергетической системе Магаданской области – в соответствии с разделами 3.2, 3.3;

– состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением А.

Результаты расчетов показателей балансовой надежности электроэнергетической системы приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) электроэнергетической системы Магаданской области

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 112001 – Магаданская область (кроме Южного энергорайона)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 112002 – Магаданская область (Южный энергорайон)	0,9973	0,9969	0,9966	0,9964	0,9962	0,9961

## 5 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности

### 5.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования

Перспективные балансы мощности по электроэнергетической системе Магаданской области сформированы:

- на час прохождения максимума потребления мощности;
- для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92.

В балансах мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

- ограничения установленной мощности действующих ТЭС и ГЭС в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума потребления мощности генерирующего оборудования, введенного после прохождения максимума потребления мощности.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) его установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением), экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др. Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования и снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за сезонной сработки водохранилища, незавершенностью строительных мероприятий отдельных ГЭС.

Баланс мощности по электроэнергетической системе Магаданской области для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс мощности электроэнергетической системы Магаданской области для условия температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	564	569	571	572	573	574
Установленная мощность	1790	1790	1790	1790	1790	1790
ГЭС	1470	1470	1470	1470	1470	1470
ТЭС	320	320	320	320	320	320
Ограничения мощности	213,9	213,9	213,9	213,9	213,9	213,9
Вводы мощности после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	1576,1	1576,1	1576,1	1576,1	1576,1	1576,1
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	832,1	827,1	825,1	824,1	823,1	822,1
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	652,1	647,1	645,1	644,1	643,1	642,1

## 5.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней и гарантированной величинах выработки ГЭС

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

– потребность в электрической энергии по электроэнергетической системе Магаданской области определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии;

– выработка электрической энергии ГЭС учтена для средневодного и маловодного годов.

Балансы электрической энергии по электроэнергетической системе Магаданской области для условий средневодного и маловодного годов приведены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Баланс электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	3291	3528	3617	3630	3628	3633
Производство электрической энергии	3291	3528	3617	3630	3628	3633
ГЭС	3090	3242	3273	3277	3276	3278
ТЭС	201	286	344	353	352	355

Таблица 19 – Баланс электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области для условий маловодного года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	3291	3528	3617	3630	3628	3633
Производство электрической энергии	3281	3423	3468	3474	3473	3475
ГЭС	2904	3008	3041	3046	3045	3046
ТЭС	377	416	428	428	428	428
Дефицит (-)/избыток (+)	-10	-105	-149	-156	-155	-158
Дефицит (-)/избыток (+) в период октябрь–апрель	-10	-105	-149	-156	-155	-158
Дефицит (-)/избыток (+) в период май–сентябрь	0	0	0	0	0	0

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии.

Баланс электрической энергии для условий маловодного года, учитывающий снижение относительно значений выработки ГЭС в средневодный год, дефицит электрической энергии в период с октября по апрель составит 10–158 млн кВт·ч в период 2025–2030 годов.

Для обеспечения потребности в электрической энергии в период с октября по апрель требуется расконсервация генерирующего оборудования очереди высокого давления на Аркагалинской ГРЭС.

## 6 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Магаданской области представлен для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды используемого на ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС электроэнергетической системы Магаданской области в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 20).

Таблица 20 – Производство электрической энергии на ТЭС электроэнергетической системы Магаданской области в 2025–2030 годах, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Выработка электрической энергии	201	286	344	353	352	355

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Магаданской области для рассматриваемого варианта представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы Магаданской области в органическом топливе на период 2025–2030 годов

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс т у.т.	241,3	277,1	314,1	318,3	317,8	319,7
газ	–	–	–	–	–	–
нефтетопливо	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
уголь	240,7	276,4	313,4	317,6	317,1	319,0
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100
газ	–	–	–	–	–	–
нефтетопливо	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
уголь	99,7	99,7	99,8	99,8	99,8	99,8

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по электроэнергетической системе Магаданской области за рассматриваемый период составляет от 6,1 % до 9,8 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 241,3 тыс т у.т. в 2025 году до 319,7 тыс т у.т. в 2030 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 531,9 г/кВт·ч, в 2030 году – 564,1 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается без изменений: на долю газа приходится 99,7–99,8 %, на долю нефтетоплива – 0,3–0,2 %.



## **7 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы**

### **7.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше**

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше, на территории электроэнергетической системы Магаданской области не требуются.

### **7.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Магаданской области**

В таблице 22 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Магаданской области.

Таблица 22 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 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 Магаданской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Мякит с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Золотодобывающая корпорация»	220	МВА	10	–	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Золотодобывающая корпорация»	ООО «Золотодобывающая корпорация»	–	6
2	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Оротукан – Палатка до ПС 220 кВ Мякит ориентировочной протяженностью 2 км	ООО «Золотодобывающая корпорация»	220	км	2	–	–	–	–	–	–	–	2				
3	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Среднеканская ГЭС – Колымская ГЭС ориентировочной протяженностью 131,183 км	ПАО «Магаданэнерго»	220	км	131,183	–	–	–	–	–	–	–	131,183	Обеспечение схемы выдачи мощности гидроагрегатов № 1, № 2, № 4 Усть-Среднеканской ГЭС	АО «Усть-Среднеканская ГЭС им. А.Ф. Дьякова»	–	259,5
4	Строительство ПС 110 кВ Левобережная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «МИК-1»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «МИК-1»	ООО «МИК-1»	–	27,186
5	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Центральная – Левобережная ориентировочной протяженностью 5,3 км	ООО «МИК-1»	110	км	2×5,3	–	–	–	–	–	–	–	10,6				
6	Строительство ПС 110 кВ Павлик-2 с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Магаданэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ПАВЛИК»	АО «ПАВЛИК»	36	9
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Омчак новая – Павлик-2 ориентировочной протяженностью 9,1 км	ПАО «Магаданэнерго»	110	км	2×9,1	–	–	–	–	–	–	–	18,2				
8	Строительство ПС 110 кВ Лунное с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Серебро Магадана»	110	МВА	10	–	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Серебро Магадана»	АО «Серебро Магадана»	–	8
9	Строительство ВЛ 110 кВ Дукач – Лунное ориентировочной протяженностью 85,5 км	АО «Серебро Магадана»	110	км	85,5	–	–	–	–	–	–	–	85,5				
10	Строительство ПП 110 кВ Туманный	ОАО «Сусманский ГОК «Сусуман-золото»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Сусманский ГОК «Сусуман-золото»	ОАО «Сусманский ГОК «Сусуман-золото»	–	8,5
11	Строительство ПС 110 кВ Туманный с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 10 МВА		110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	–	10				
12	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Таскан – Берзина на ПП Туманный ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый		110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2				
13	Строительство ВЛ 110 кВ ПП Туманный – ПС Туманный ориентировочной протяженностью 2 м		110	км	–	2	–	–	–	–	–	–	2				
14	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «Аэропорт Магадан»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Аэропорт Магадан»	ОАО «Аэропорт Магадан»	5	3

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
15	Реконструкция ПС 35 кВ Пятилетка с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый	ООО «Статус»	35	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Статус»	ООО «Статус»	3	2,7
16	Реконструкция ПС 35 кВ Штурмовая с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 35/6 кВ мощностью 6,5 МВА каждый	ОАО «Суэманский ГОК «Суэман-золото»	35	МВА	–	2×6,5	–	–	–	–	–	13	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Суэманский ГОК «Суэман-золото»	ОАО «Суэманский ГОК «Суэман-золото»	3	3,5
17	Реконструкция ВЛ 35 кВ Берзина – Хатыннах ориентировочной протяженностью 8,505 км с увеличением пропускной способности		35	км	–	8,505	–	–	–	–	–	8,505				
18	Реконструкция ВЛ 35 кВ Штурмовой – Речная ориентировочной протяженностью 5,415 км с увеличением пропускной способности		35	км	–	5,415	–	–	–	–	–	5,415				

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

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования, на территории электроэнергетической системы Магаданской области, отсутствуют.

### **7.4 Мероприятия в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям**

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Магаданэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

## **8 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.

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.11.2023 № 10@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Магаданэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 26.09.2022 № 5@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Магаданэнерго» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 25.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет.

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

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

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Величина потребления электрической энергии по электроэнергетической системе Магаданской области оценивается в 2030 году в объеме 3633 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,77 %.

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области к 2030 году увеличится и составит 546 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,48 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6140–6673 ч/год.

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

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Магаданской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1790 МВт.

Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 241,3 тыс т у.т. в 2025 году до 319,7 тыс т у.т. в 2030 году. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 531,9 г/кВт·ч, в 2030 году – 564,1 г/кВт·ч. Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается без изменений: на долю газа приходится 99,7–99,8 %, на долю нефтепродукта – 0,3–0,2 %.

Всего за период 2025–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 35 кВ и выше протяженностью 263,603 км, трансформаторной мощности 297 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_304807/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/) (дата обращения: 30.08.2024).

2. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 30.08.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Электроэнергетическая система Магаданской области														
Аркагалинская ГРЭС	ПАО «Магаданэнерго»			Уголь										
		2	К-35-29		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		5	АПТ-12-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	Р-12-90/31М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	К-50-90-4		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		8	К-50-90-4		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
	9	К-50-90-4	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0			
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	224,0	224,0	224,0	224,0	224,0	224,0	224,0	224,0		
Магаданская ТЭЦ	ПАО «Магаданэнерго»			Уголь										
		6	ПТ-25-30-8,8/1,0		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		7	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		8	ПТ-25/30-90/10М	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		ДГ-1	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		ДГ-2	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
	ДГ-3	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5			
	ДГ-4	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5			
	ДГ-5	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5			
	ДГ-6	СДГ-16-59-6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5			
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0		
Колымская ГЭС	ПАО «Колымаэнерго»			–										
		1	РО-868М-В-410		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	ПЛД-45-В-420		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		3	ПЛД-45-В-420		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		4	ПЛД-45-В-420		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
	5	ПЛД-45-В-420	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0			
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0		
Усть-Среднеканская ГЭС	ПАО «Колымаэнерго»			–										
		1	РО 115/0910-В-580 (РО70-В-580)		142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	
		2	РО 115/0910-В-580 (РО70-В-580)		142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	
		3	РО 115/0910-В-580 (РО70-В-580)		142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	
	4	РО 115/0910-В-580 (РО70-В-580)	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 35 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 35 кВ и выше на территории электроэнергетической системы Магаданской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Магаданской области	Магаданская область	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Магаданэнерго»	35	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	2025 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	124,85	77,01

#### Примечания

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

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

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