

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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЧУКОТСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА

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	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 35 кВ и выше в ретроспективном периоде	18
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности)	20
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	20
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше	20
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	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше	20
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	24
3.3	Прогноз потребления мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	30
4	Результаты расчетов балансовой надежности.....	34
5	Прогнозные балансы электрической энергии и мощности.....	35
5.1	Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования	35
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.....	36
5.3	Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей	37
6	Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики, включающий потребность тепловых электростанций в органическом топливе на среднесрочный период.....	40
7	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	42
7.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 35 кВ и выше....	42
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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа.....	42
7.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ТИТЭС	44
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.....	46
8	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	47
9	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	48

10 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	52
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	53
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.....	54

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЭС	–	дизельная электростанция
ЕГО	–	единица генерирующего оборудования
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАТЭС	–	плавающая атомная теплоэлектростанция
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 937 [1], электроэнергетическая система Чукотского автономного округа включает в себя:

– совокупность расположенных на территории Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, Плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» 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 расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства;

– совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС 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.

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа 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 Чукотского автономного округа 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 Чукотского автономного округа 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 Чукотского автономного округа входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ и обслуживает территорию Чукотского автономного округа, а также энергопринимающие устройства, расположенные в Нижнеколымском районе Республики Саха (Якутия), электроснабжение которых осуществляется по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 35 кВ и (или) выше:

– филиал АО «Чукотэнерго» Северные электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа;

– ОП АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ– предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35 кВ на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа.

1.1 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей Чаун-Билибинского энергорайона

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
	Более 10 МВт
ООО «ЗК «Майское»	13,4
	Более 5 МВт
–	–
	Более 1 МВт
–	–

На территории Анадырского энергорайона крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа на 01.01.2024 составила 206,7 МВт, в том числе: АЭС – 106,0 МВт, ТЭС – 98,3 МВт, ВЭС – 2,4 МВт.

Установленная мощность электростанций Чаун-Билибинского энергорайона на 01.01.2024 составила 136,0 МВт, в том числе: АЭС – 106,0 МВт, ТЭС – 30,0 МВт.

Установленная мощность электростанций Анадырского энергорайона на 01.01.2024 составила 70,7 МВт, в том числе: ТЭС – 68,3 МВт, ВЭС – 2,4 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 рисунках 1–3.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>						
Всего	204,3	–	–	–	2,4	206,7
АЭС	106,0	–	–	–	–	106,0
ТЭС	98,3	–	–	–	–	98,3
ВЭС	–	–	–	–	2,4	2,4
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>						
Всего	136,0	–	–	–	–	136,0
АЭС	106,0	–	–	–	–	106,0
ТЭС	30,0	–	–	–	–	30,0
<i>Анадырский энергорайон</i>						
Всего	68,3	–	–	–	2,4	70,7
ТЭС	68,3	–	–	–	–	68,3
ВЭС	–	–	–	–	2,4	2,4

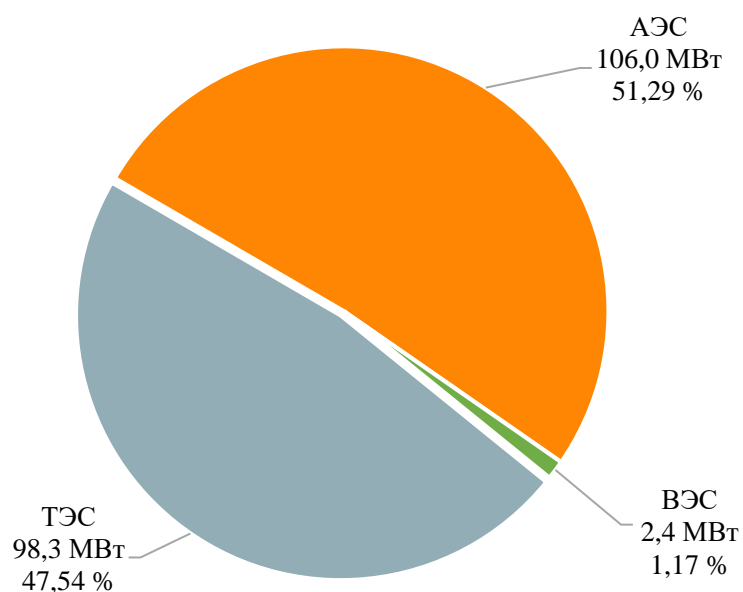


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа по состоянию на 01.01.2024

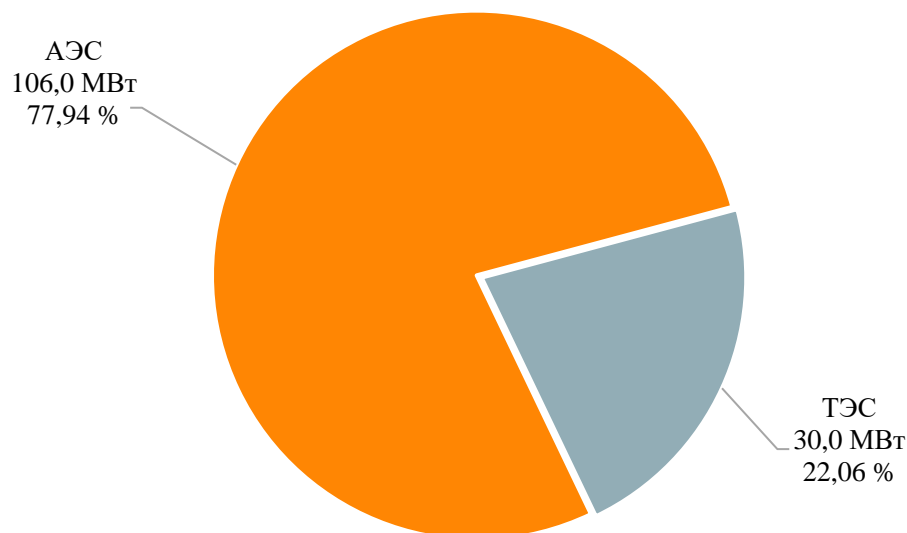


Рисунок 2 – Структура установленной мощности электростанций Чаун-Билибинского энергорайона по состоянию на 01.01.2024

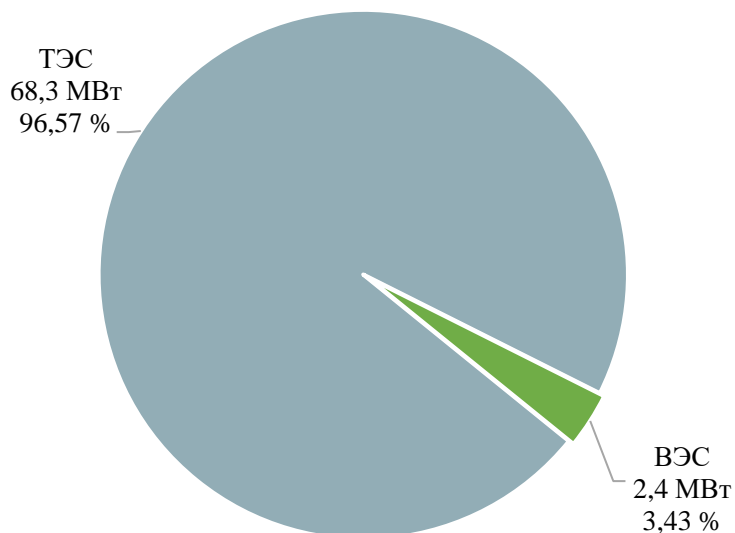


Рисунок 3 – Структура установленной мощности электростанций Анадырского энергорайона по состоянию на 01.01.2024

1.3 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа в 2023 году составило 566,5 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 381,5 млн кВт·ч, ТЭС – 184,9 млн кВт·ч.

Производство электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона в 2023 году составило 433,2 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 381,5 млн кВт·ч, ТЭС – 51,6 млн кВт·ч.

Производство электрической энергии Анадырского энергорайона в 2023 году составило 133,3 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунках 4, 5.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>					
Производство электрической энергии	410,7	444,2	470,3	504,9	566,5
АЭС	210,9	272,3	285,0	314,7	381,5
ТЭС	199,8	171,8	185,3	190,3	184,9
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>					
Производство электрической энергии	294,0	320,8	338,8	376,9	433,2
АЭС	210,9	272,3	285,0	314,7	381,5
ТЭС	83,0	48,5	53,8	62,2	51,6
<i>Анадырский энергорайон</i>					
Производство электрической энергии	116,8	123,4	131,5	128,1	133,3
ТЭС	116,8	123,4	131,5	128,1	133,3

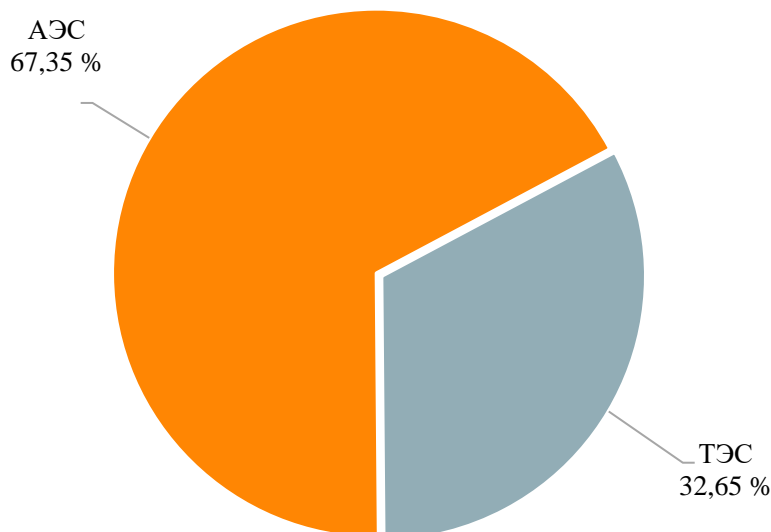


Рисунок 4 – Структура производства электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2023 году

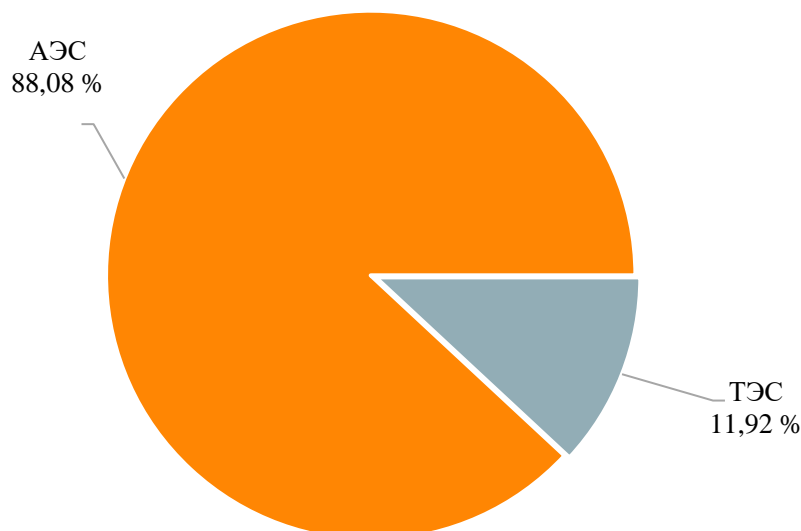


Рисунок 5 – Структура производства электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам приведена в таблице 4 и на рисунках 6–11. Максимум потребления мощности в целом по автономному округу определен суммированием максимумов потребления мощности рассматриваемых энергорайонов.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	410,8	444,2	470,3	505,0	566,5
Годовой темп прироста, %	0,10	8,13	5,88	7,38	12,18
Максимум потребления мощности, МВт	67,8	81,7	83,7	92,7	94,6
Годовой темп прироста, %	2,42	20,50	2,45	10,75	2,05
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6059	5437	5619	5448	5988
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	294,0	320,8	338,8	376,9	433,2
Годовой темп прироста, %	0,38	9,12	5,61	11,25	14,94
Доля потребления электрической энергии энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	71,6	72,2	72,0	74,6	76,5

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии без учета электроснабжения поселка Черский	281,0	307,2	325,2	362,1	417,8
Годовой темп прироста, %	-4,06	9,32	5,86	11,35	15,38
Максимум потребления мощности, МВт	44,1	58,2	59,0	67,5	68,5
Годовой темп прироста, %	-0,90	31,97	1,37	14,41	1,48
Доля потребления мощности энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	65,0	71,2	70,5	72,8	72,4
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6667	5512	5742	5583	6324
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	13.02 10:00	08.12 15:00	13.12 21:00	16.12 16:00	17.02 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-41,0	-6,9	-33,6	-20,5	-36,8
<i>Анадырский энергорайон</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	116,8	123,4	131,5	128,1	133,3
Годовой темп прироста, %	-0,60	5,65	6,56	-2,59	4,06
Доля потребления электрической энергии энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	28,4	27,8	28,0	25,4	23,5
Максимум потребления мощности, МВт	23,7	23,5	24,7	25,2	26,1
Годовой темп прироста, %	9,22	-0,84	5,11	2,02	3,57
Доля потребления мощности энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	35,0	28,8	29,5	27,2	27,6
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	4928	5251	5324	5083	5107
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	13.02 10:00	24.01 12:00	14.01 15:00	10.02 00:00	17.02 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-27,1	-25,7	-22,4	-24,7	-25,4

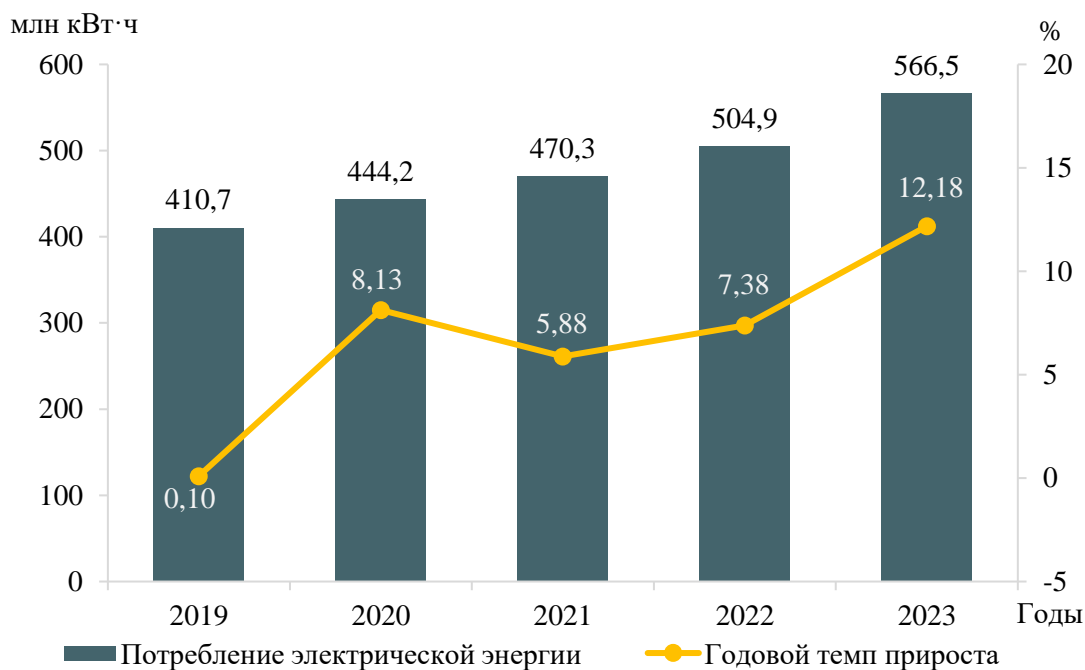


Рисунок 6 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

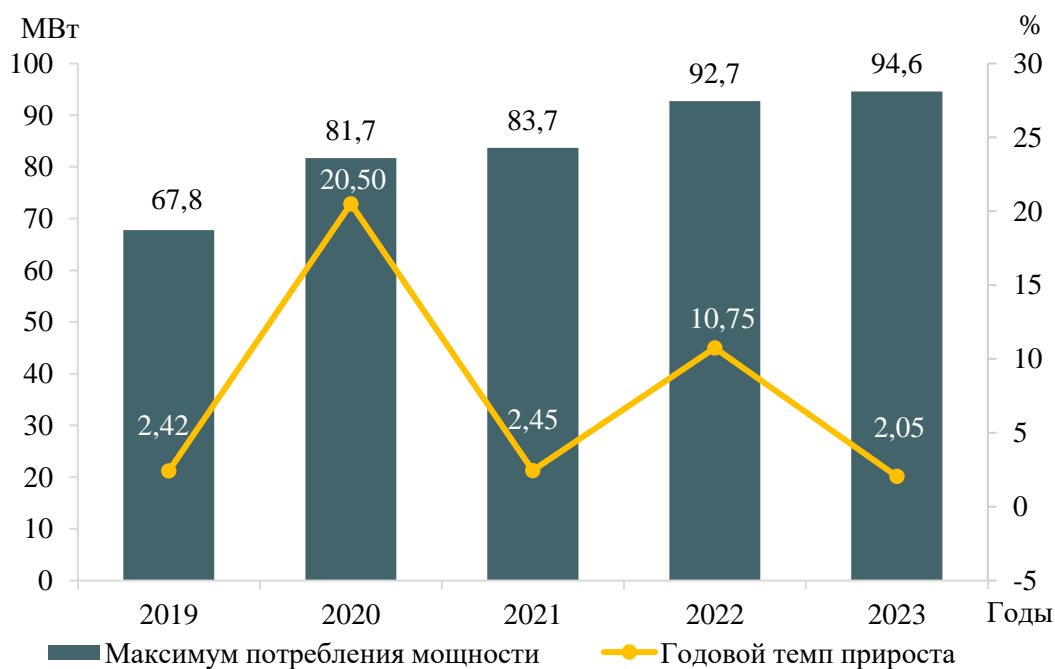


Рисунок 7 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выросло на 156,1 млн кВт·ч и составило в 2023 году 566,5 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,66 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 12,18 % в 2023 году. Наименьший годовой прирост наблюдался в 2019 году и составил 0,10 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа вырос на 34,4 МВт и составил 94,6 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 7,40 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен, в первую очередь вводом в эксплуатацию ПАТЭС в г. Певек и работой ее нагрузочных элементов в начальный период, а также вводом в эксплуатацию и набором мощности предприятиями золотодобывающего сектора, в частности, на месторождении «Кекура».

Наибольший годовой прирост мощности составил 20,50 % в 2020 году; наименьший годовой прирост наблюдался в 2023 году и составил 2,05 %.

Исторический максимум потребления мощности по рассматриваемым энергорайонам Чукотского автономного округа был зафиксирован в 1990 году в размере 108 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона выросло на 140,3 млн кВт·ч и составило 433,2 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 8,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 14,94 % в 2023 году. Наименьший прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,38 %.

Доля Чаун-Билибинского энергорайона в суммарном потреблении электрической энергии электроэнергетической системы увеличилась с 71,6 % в 2019 году до 76,5 % в 2023 году (или на 4,9 процентных пункта).

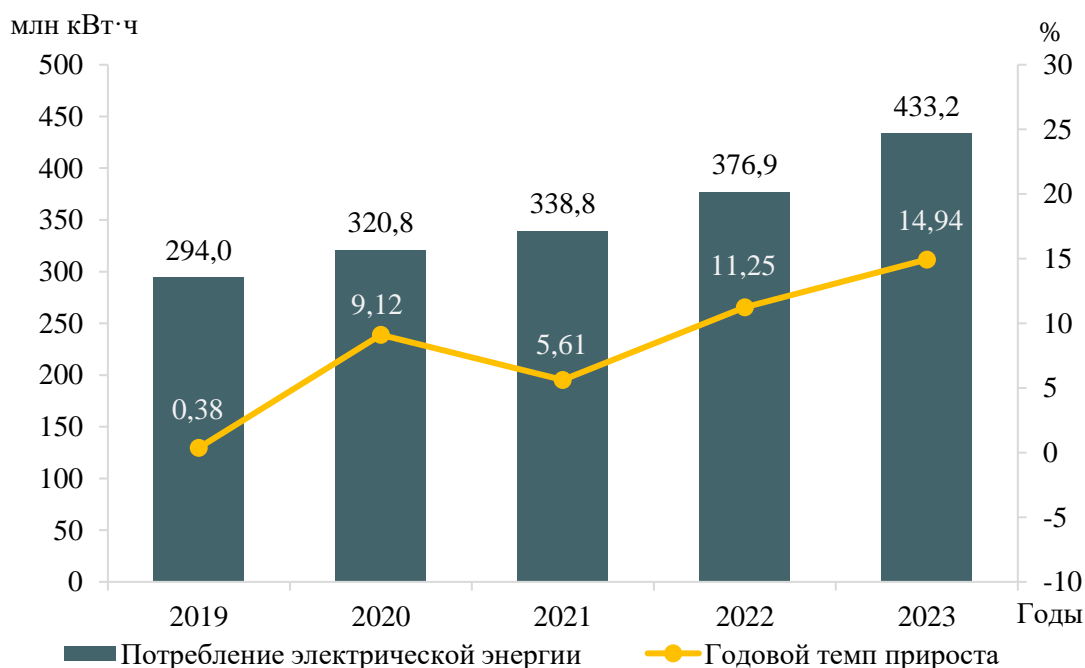


Рисунок 8 – Потребление электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона и годовые темпы прироста

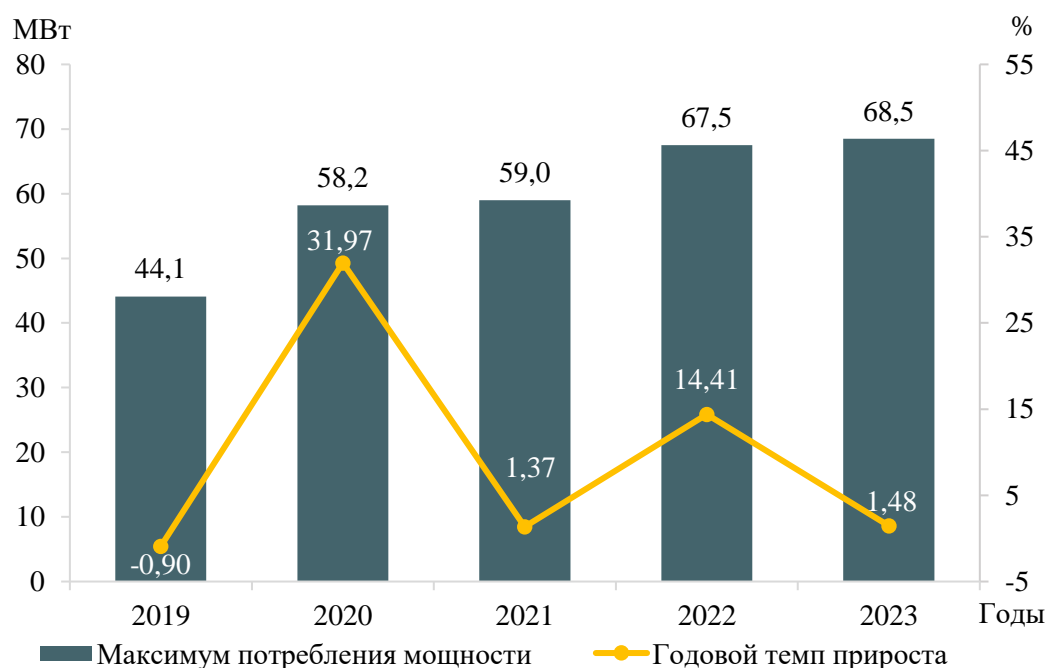


Рисунок 9 – Потребление мощности Чаун-Билибинского энергорайона и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности Чаун-Билибинского энергорайона вырос на 24,0 МВт и составил 68,5 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 9,01 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен вводом в эксплуатацию ПАТЭС в г. Певек и работой ее нагрузочных элементов в начальный период, а также вводом в эксплуатацию и набором мощности предприятиями золотодобывающего сектора, в частности, на месторождении «Кекура».

Значения максимума потребления мощности энергорайона в таблице 4 приведены с учетом передачи в п. Черский Республики Саха (Якутия) мощности до 3,5 МВт. Чаун-Билибинский энергорайон характеризуется большей долей собственных нужд электростанций в потреблении мощности в связи с двойным превышением их установленной мощности над максимумом потребления.

Наибольший годовой прирост мощности составил 31,97 % в 2020 году; наименьший годовой прирост наблюдался в 2019 году и составил отрицательное значение 0,90 %.

Доля Чаун-Билибинского энергорайона в суммарном потреблении мощности электроэнергетической системы увеличилась с 65,0 % в 2019 году до 72,4,0 % в 2023 году (или на 7,4 процентных пункта).

Исторический максимум потребления мощности Чаун-Билибинского энергорайона был зафиксирован в 1990 году в размере 88 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Анадырского энергорайона выросло на 15,8 млн кВт·ч и составило 133,3 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,56 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,56 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 2,59 %.

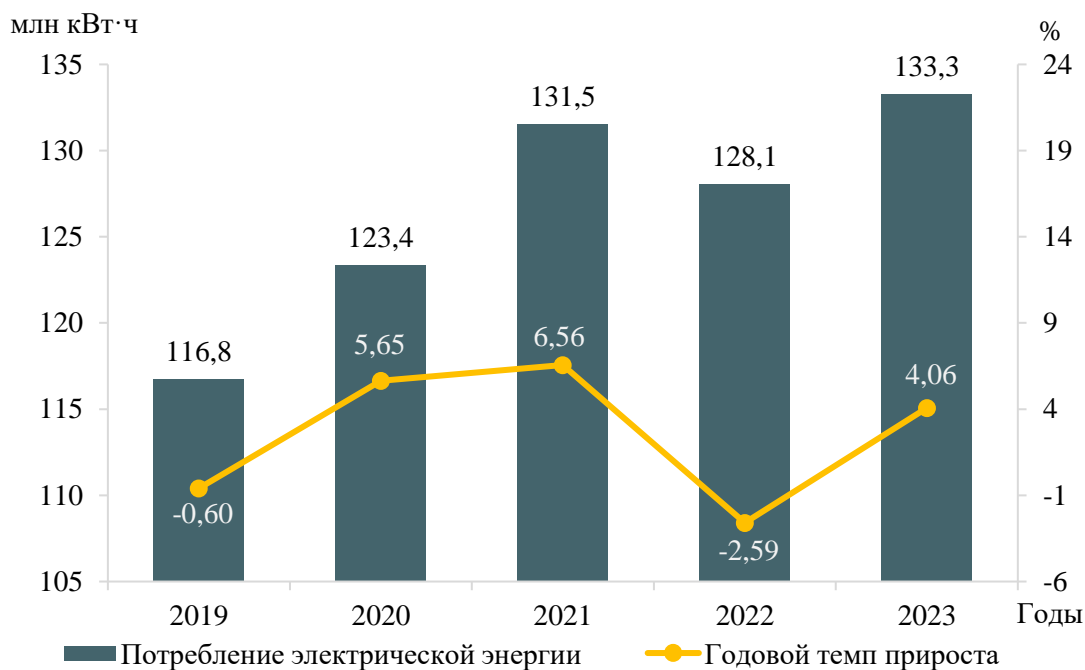


Рисунок 10 – Потребление электрической энергии Анадырского энергорайона и годовые темпы прироста

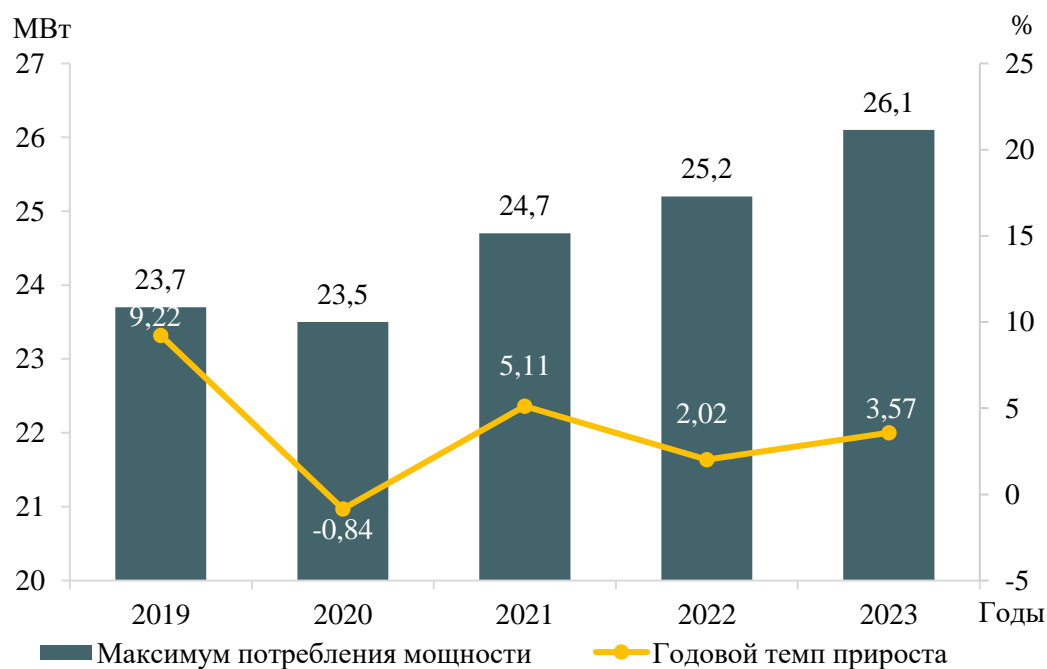


Рисунок 11 – Потребление мощности Анадырского энергорайона и годовые темпы прироста

Доля Анадырского энергорайона в суммарном потреблении электрической энергии электроэнергетической системы снизилась с 28,4 % в 2019 году до 23,5 % в 2023 году (или на 4,9 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности Анадырского энергорайона вырос на 4,4 МВт и составил 26,1 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,22 % в 2019 году; наименьший годовой прирост наблюдался в 2020 году и имел отрицательное значение 0,84 %.

Доля Анадырского энергорайона в суммарном потреблении мощности электроэнергетической системы уменьшилась с 35,0 % в 2019 году до 27,6 % в 2023 году (или на 7,4 процентных пункта).

Исторический максимум потребления мощности по Анадырскому энергорайону был зафиксирован в 2008 году в размере 28 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергорайонов электроэнергетической системы Чукотского автономного округа обуславливалась следующими факторами:

– ростом потребления предприятиями добывающих производств, в том числе началом освоения золоторудного месторождения «Кекура» в Чаун-Билибинском энергорайоне;

– увеличением потребления на собственные производственные нужды электростанций с вводом в эксплуатацию плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС);

– разницей среднесуточных ТНВ 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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Береговая – Комсомольский протяженностью 124,286 км	АО «Чукотэнерго»	2023	124,286 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Комсомольский – Билибино протяженностью 366,304 км	АО «Чукотэнерго»	2023	366,304 км
3	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Билибинская АЭС – Встречный с отпайкой на ПС Тепличный комбинат на РП 110 кВ Билибино ориентировочной протяженностью 1,241 км каждый	АО «Чукотэнерго»	2023	2×1,241 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Билибинская АЭС – Прима с отпайкой на ПС Тепличный комбинат на РП 110 кВ Билибино ориентировочной протяженностью 0,887 км каждый	АО «Чукотэнерго»	2023	2×0,887 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Комсомольский с установкой двух УШР 25 Мвар каждый и двух БСК 26 Мвар каждая	АО «Чукотэнерго»	2023	2×25 Мвар 2×26 Мвар
2	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Билибино с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый с установкой двух УШР 25 Мвар каждый и трех БСК 26 Мвар каждая	АО «Чукотэнерго»	2023	2×6,3 МВА 2×25 Мвар 3×26 Мвар

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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 35 кВ и выше на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа отсутствуют.

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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа 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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, отсутствуют.

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

В соответствии с Комплексным планом модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденным распоряжением Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

– строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино (этап строительства № 2).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «РусГидро».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

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 7 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности, с выделением по энергорайонам.

Таблица 7 – Перечень планируемых к вводу потребителей электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением по энергорайонам

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>							
Более 10 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 5 МВт							
1	ООО «ЗК «Майское» (развитие)	ООО «ЗК «Майское»	12,0	7,662	110	2024 2027	ПС 110 кВ Комсомольский
Более 1 МВт							
2	ООО «Территория»	ООО «Территория»	0,0	1,0	35	2024	ПС 110 кВ Южный
<i>Анадырский энергорайон</i>							
Более 10 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 5 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 1 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам на период 2025–2030 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	555	598	635	677	719	748	748
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	43	37	42	42	29	0
Годовой темп прироста, %	–	7,75	6,19	6,61	6,20	4,03	0,00
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	420	465	502	544	585	615	615
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	45	37	42	41	30	0
Годовой темп прироста, %	–	10,71	7,96	8,37	7,54	5,13	0,00
Доля потребления электрической энергии энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	75,7	77,8	79,1	80,4	81,4	82,2	82,2
<i>Анадырский энергорайон</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	135	133	133	133	134	133	133
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-2	0	0	1	-1	0
Годовой темп прироста, %	–	-1,48	0,00	0,00	0,75	-0,75	0,00
Доля потребления электрической энергии энергорайона в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	24,3	22,2	20,9	19,6	18,6	17,8	17,8

Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа прогнозируется на уровне 748 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,06 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа прогнозируется в 2025 году и составит 43 млн кВт·ч или 7,75 %, в 2030 году прироста потребления электрической энергии не планируется.

При формировании прогноза потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 7.

Изменение динамики потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 12.

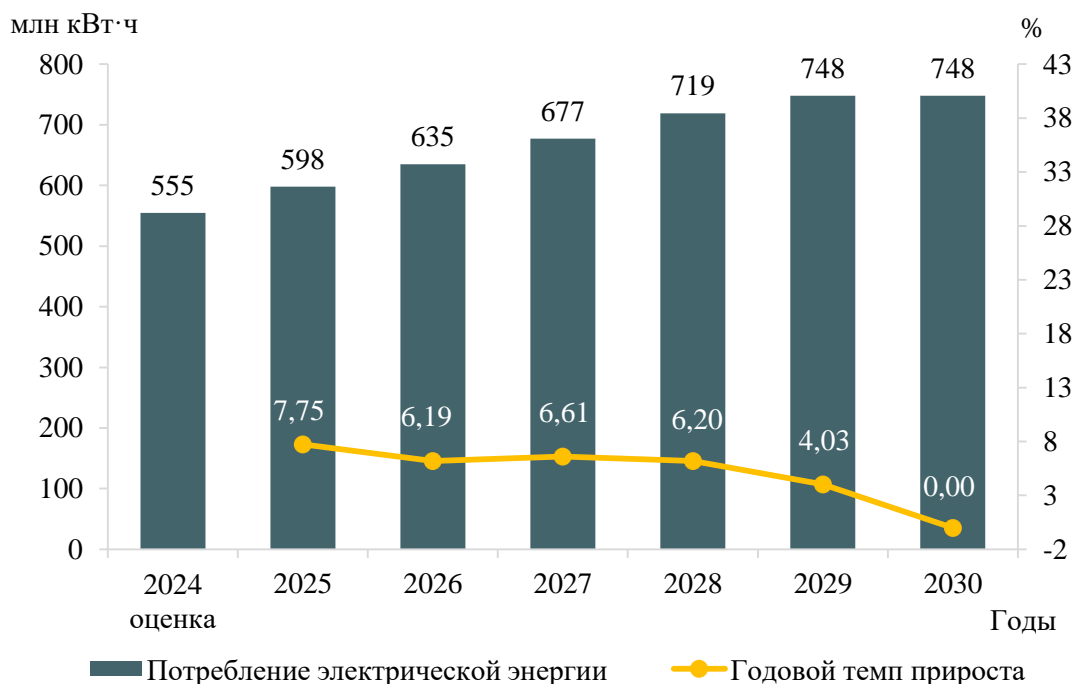


Рисунок 12 – Прогноз потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

Потребление электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона прогнозируется на уровне 615 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,14 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической Чаун-Билибинского энергорайона прогнозируется в 2025 году и составит 45 млн кВт·ч или 10,71 %, в 2030 году прироста потребления электрической энергии не планируется.

Доля Чаун-Билибинского энергорайона в потреблении электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа составит 75,7–82,2 %.

Потребление электрической энергии Анадырского энергорайона прогнозируется на уровне 133 млн кВт·ч. В прогнозном периоде прироста потребления электрической энергии не планируется.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Анадырского энергорайона прогнозируется в 2028 году и составит 1 млн кВт·ч или 0,75 %. Наибольшее снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 2 млн кВт·ч или 1,48 %.

Доля Анадырского энергорайона в потреблении электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа составит 17,8–24,3 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергорайонов и годовые темпы прироста представлены на рисунках 13, 14.

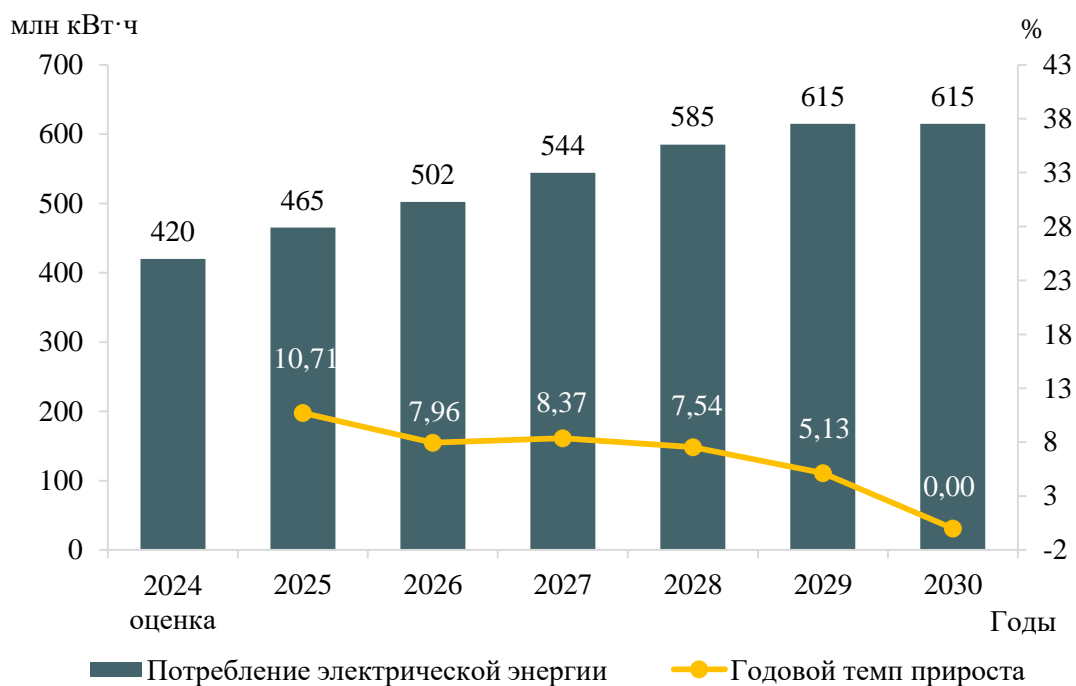


Рисунок 13 – Прогноз потребления электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона и годовые темпы прироста

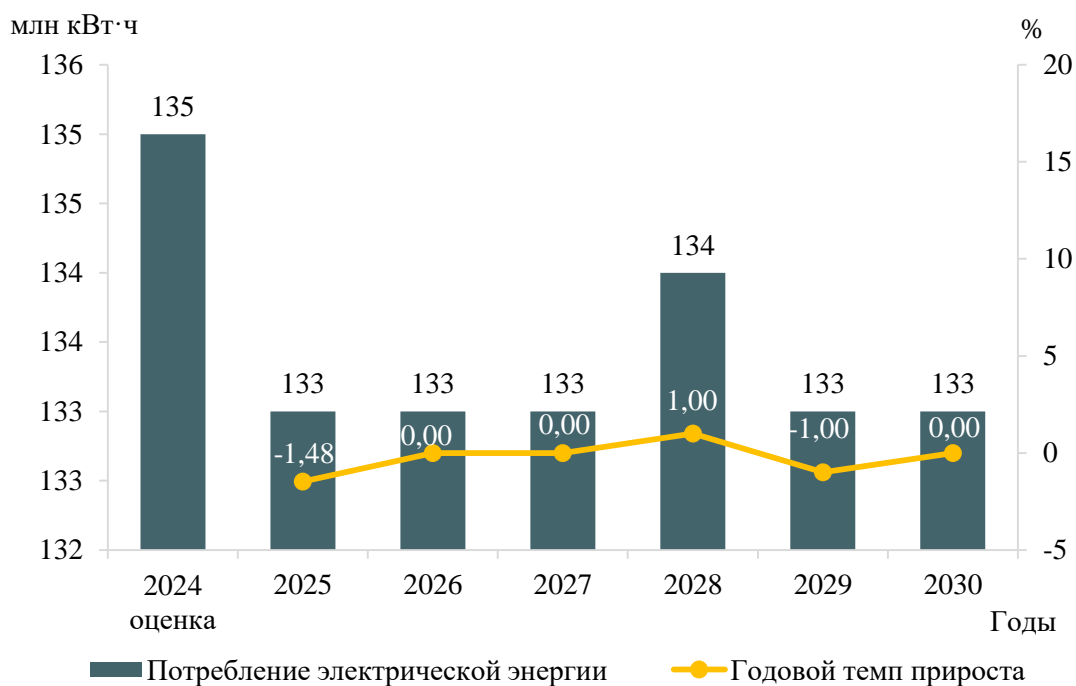


Рисунок 14 – Прогноз потребления электрической Анадырского энергорайона и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа обусловлена следующими основными факторами:

- ростом потребления предприятиями добывающих производств, в том числе на золоторудном месторождения «Кекура» в Чаун-Билибинском энергорайоне;
- реализацией проекта освоения Баимской рудной зоны.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергорайонам

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	100	121	128	129	131	132	132
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	21	6	1	2	1	0
Годовой темп прироста, %	–	21,0	5,8	0,8	1,6	0,8	0,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5550	4942	4961	5248	5489	5667	5667
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	74	95	102	103	105	106	106
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	21	7	1	2	1	0
Годовой темп прироста, %	–	28,4	7,4	1,0	1,9	1,0	0,0
Доля потребления мощности энергорайона в электроэнергетической энергосистеме Чукотского автономного округа, %	–	78,5	79,7	79,8	80,2	80,3	80,3
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5676	4895	4922	5282	5571	5802	5802
<i>Анадырский энергорайон</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	26	26	26	26	26	26	26
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	0	0	0	0	0	0
Годовой темп прироста, %	–	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Доля потребления мощности энергорайона в электроэнергетической энергосистеме Чукотского автономного округа, %	–	21,5	20,3	20,2	19,8	19,7	19,7
Число часов использования максимума потребления мощности, (ч/год)	5192	5115	5115	5115	5154	5115	5115

Максимальное потребление мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2030 году является арифметической суммой потребления Чаун-Билибинского и Анадырского энергорайонов и прогнозируется на уровне 132 МВт. Среднегодовой темп прироста мощности составит 4,87 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен вводом в эксплуатацию и набором мощности предприятиями золотодобывающего сектора.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 21 МВт или 21,0 %; в 2030 году прироста мощности не планируется.

Динамика изменения максимума потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста представлены на рисунке 15.

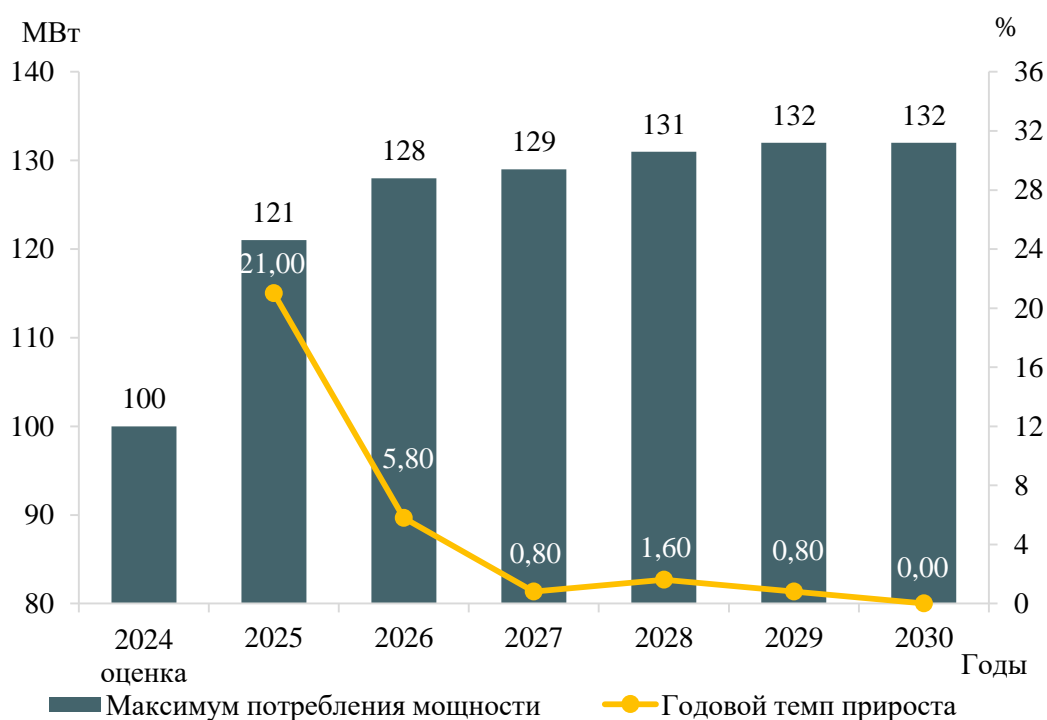


Рисунок 15 – Прогноз максимума потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

Максимальное потребление мощности Чаун-Билибинского энергорайона к 2030 году прогнозируется на уровне 106 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 6,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 21 МВт или 28,4 %; в 2030 году прироста мощности не планируется.

Годовой режим потребления электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона в прогнозный период имеет тенденцию к уплотнению по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования потребления мощности прогнозируется к 2030 году на уровне 5802 ч/год.

Доля Чаун-Билибинского энергорайона в максимальном потреблении мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа составит 78,5–80,3 %.

Максимальное потребление мощности Анадырского энергорайона к 2030 году прогнозируется на уровне 26 МВт. В прогнозном периоде прироста мощности энергорайона не планируется.

Годовой режим потребления электрической энергии Анадырского энергорайона в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования потребления мощности прогнозируется к 2030 году на уровне 5115 ч/год.

Доля Анадырского энергорайона в максимальном потреблении мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа составит 21,5–19,7 %.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергорайонов и годовые темпы прироста представлены на рисунках 16, 17.

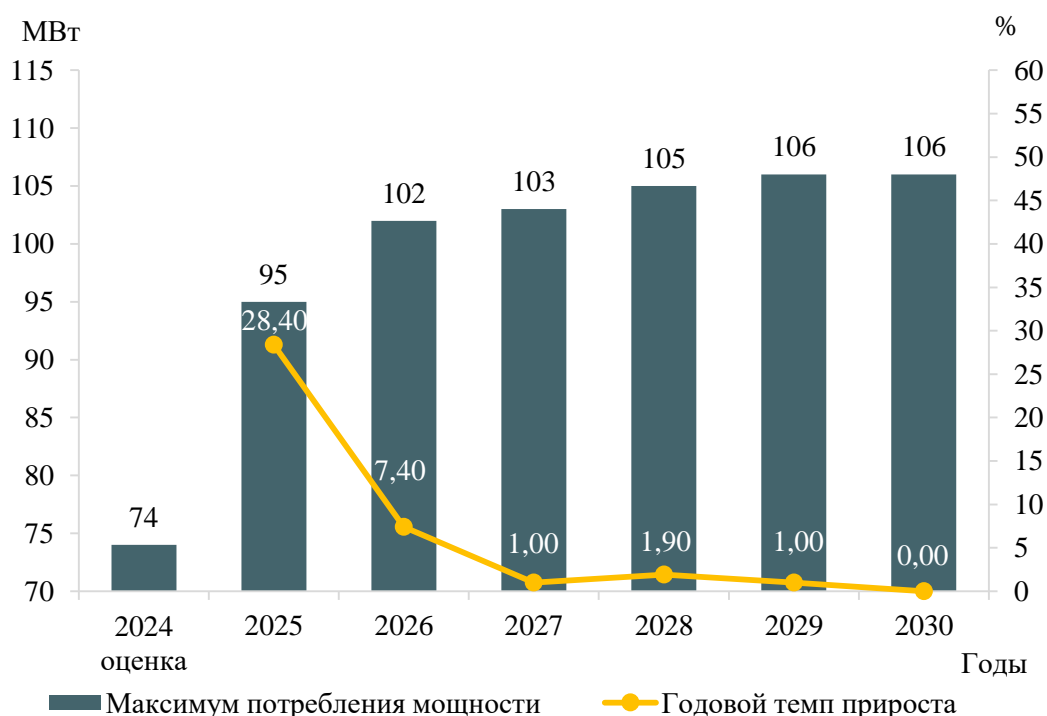


Рисунок 16 – Прогноз максимума потребления мощности Чаун-Билибинского энергорайона и годовые темпы прироста

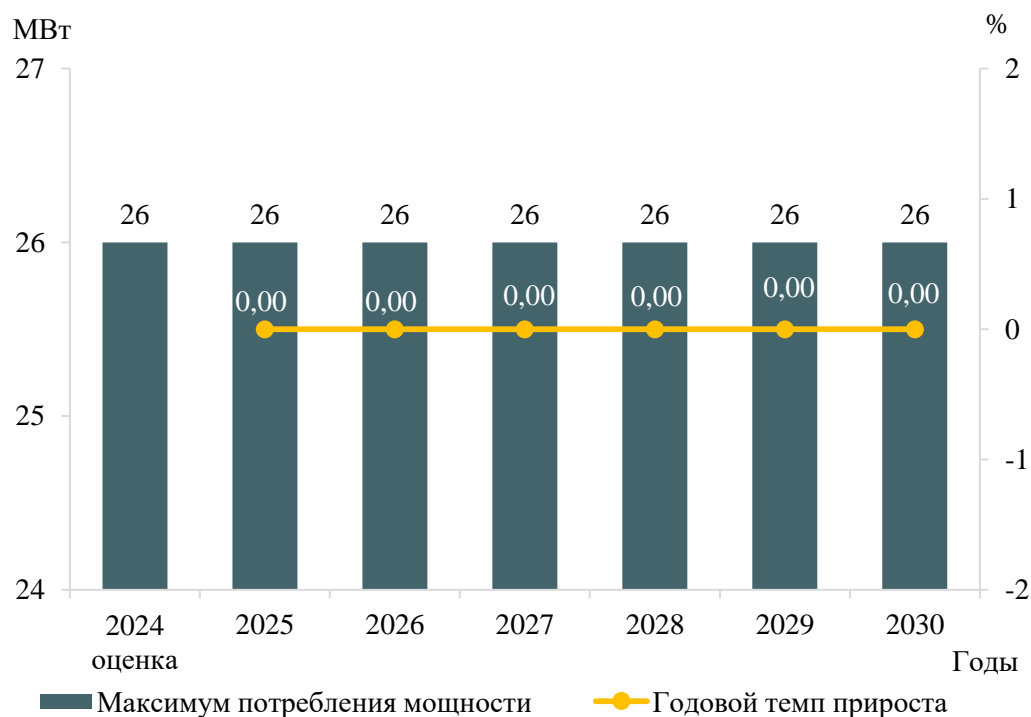


Рисунок 17 – Прогноз максимума потребления мощности Анадырского энергорайона и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в период 2025–2030 годов составляют 36 МВт. На атомных электростанциях планируется вывести из эксплуатации энергоблоки № 2–4 установленной мощностью 12 МВт каждый на Билибинской АЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электроэнергетической системе Чукотского автономного округа и Чаун-Билибинскому энергорайону в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>								
Всего	–	36	–	–	–	–	–	36
АЭС	–	36	–	–	–	–	–	36
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>								
Всего	–	36	–	–	–	–	–	36
АЭС	–	36	–	–	–	–	–	36

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2024 году ожидаются в объеме 25 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и Чаун-Билибинскому энергорайону в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>								
Всего	25	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	25	–	–	–	–	–	–	–
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>								
Всего	25	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	25	–	–	–	–	–	–	–

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2030 году составит 195,7 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей электроэнергетической системы Чукотского автономного округа по сравнению с отчетным годом доля АЭС снизится с 51,29 % в 2023 году до 35,77 % в 2030 году, доля ТЭС возрастет с 47,54 % до 62,99 %, доля ВЭС возрастет с 1,17 % до 1,24 %.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Чаун-Билибинского энергорайона в 2030 году составит 125 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей Чаун-Билибинского энергорайона по сравнению с отчетным годом доля АЭС снизится со 77,94 % в 2023 году до 56 % в 2030 году, доля ТЭС возрастет с 22,06 % до 44 %.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Анадырского энергорайона не изменится относительно отчетного года и в 2030 году составит 70,7 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей Анадырского энергорайона не претерпит изменений.

Величина установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов представлена на рисунках 18–20.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и энергорайонов, МВт

Наименование	2024 г. (оρίζается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>							
Всего	231,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7
АЭС	106,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ТЭС	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Чаун-Билибинский энергорайон</i>							
Всего	161,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
АЭС	106,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ТЭС	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
<i>Анадырский энергорайон</i>							
Всего	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7
ТЭС	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

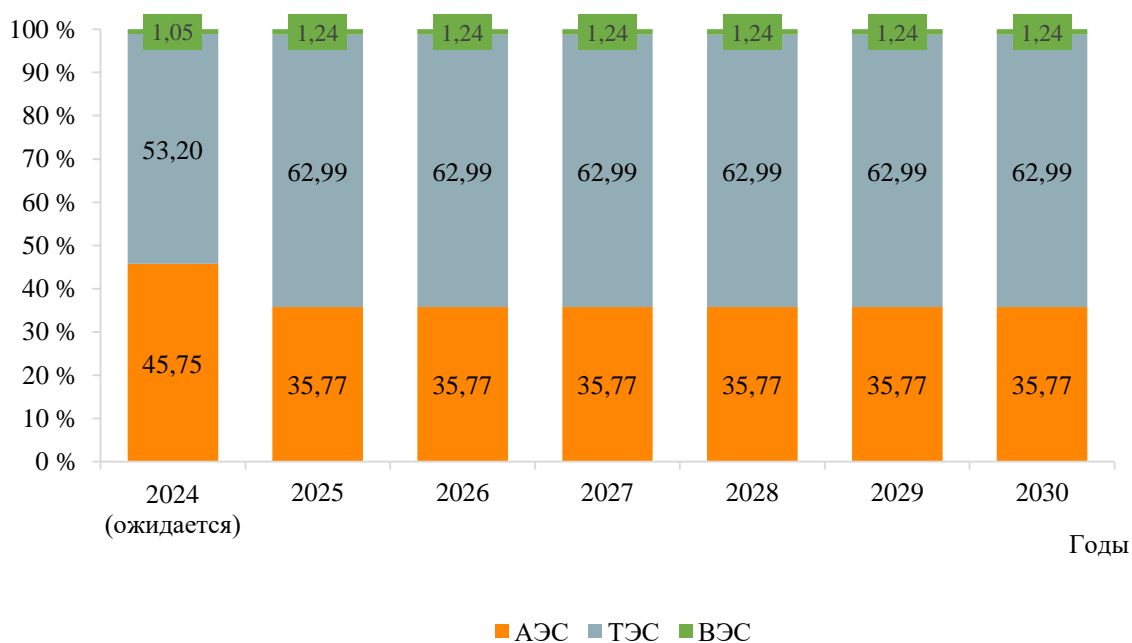


Рисунок 18 – Структура установленной мощности электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

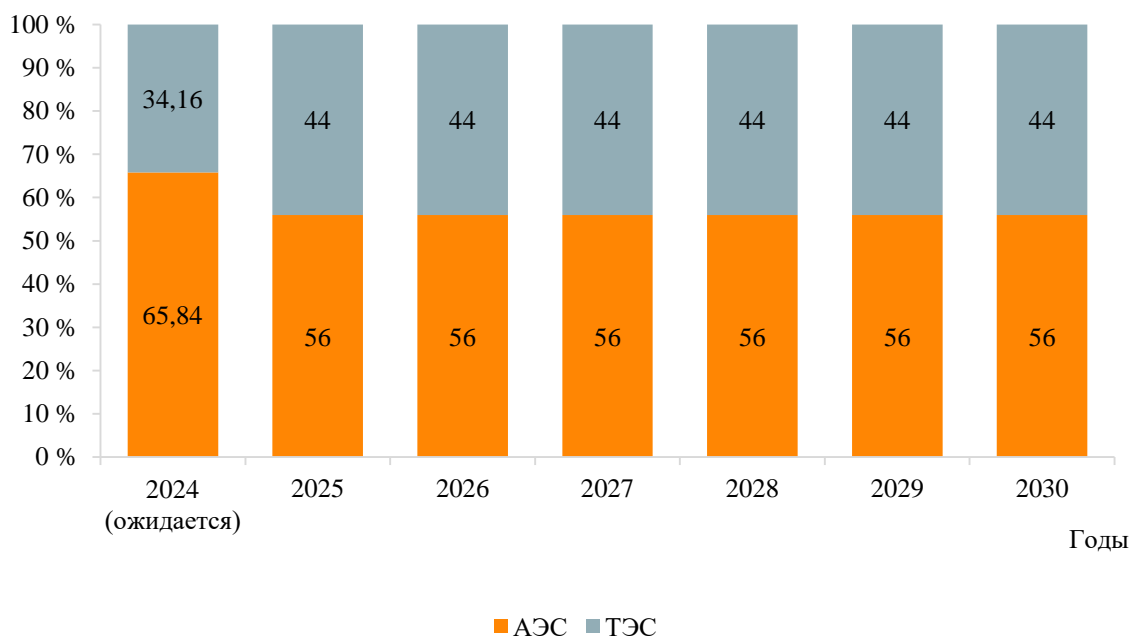


Рисунок 19 – Структура установленной мощности электростанций Чаун-Билибинского энергорайона

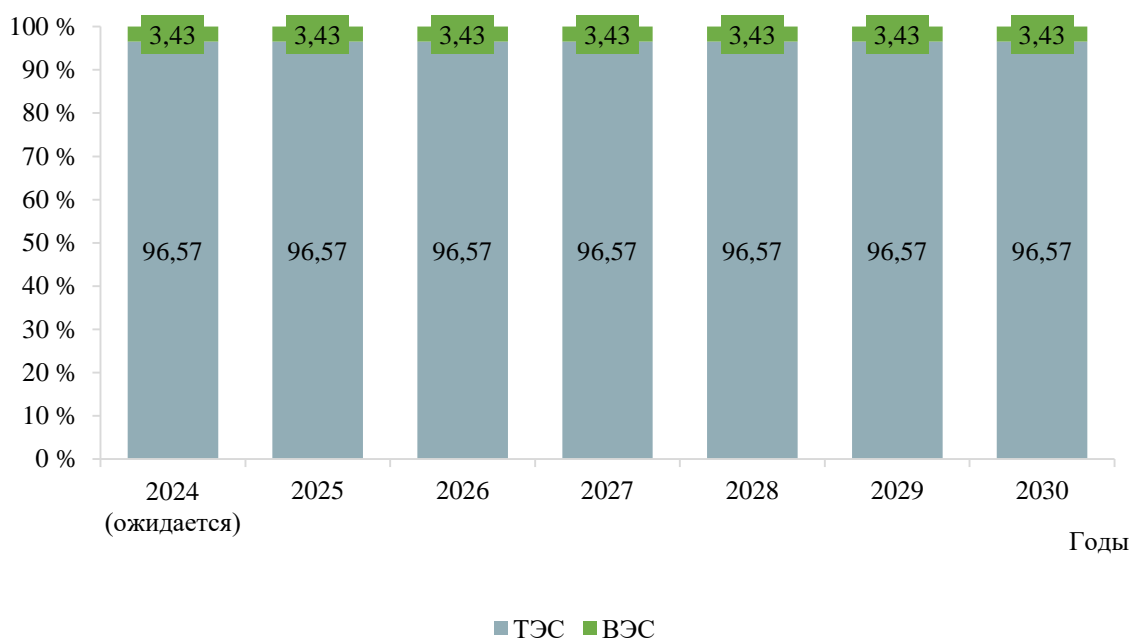


Рисунок 20 – Структура установленной мощности электростанций Анадырского энергорайона

Перечень действующих электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с указанием энергорайонов, входящих в электроэнергетическую систему, состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) приведен в приложении А.

4 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа проведены на среднесрочный период 2025–2030 годов для следующих условий:

– прогноз потребления электрической энергии и мощности по электроэнергетической системе Чукотского автономного округа – в соответствии с разделами 3.2, 3.3;

– состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением А.

Результаты расчетов показателей балансовой надежности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Зона надежности	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Зона № 116200 – Чукотский автономный округ (Анадырский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 116401 – Чукотский автономный округ (Чаунский энергорайон)	0,9982	0,9989	0,9980	0,9969	0,9960	0,9960
Зона № 116402 – Чукотский автономный округ (Билибинский энергорайон)	0,9976	0,9989	0,9980	0,9969	0,9960	0,9960

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 Чукотского автономного округа сформированы на час прохождения максимума потребления мощности.

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

– ограничения установленной мощности действующих АЭС, ТЭС 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.

Балансы мощности по Чаун-Билибинскому и Анадырскому энергорайонам электроэнергетической системы Чукотского автономного округа представлены в таблицах 14, 15.

Таблица 14 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	95	102	103	105	106	106
Установленная мощность	125	125	125	125	125	125
АЭС	70	70	70	70	70	70
ТЭС	55	55	55	55	55	55
Ограничения мощности	21	21	14	7	7	7
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	104	104	111	118	118	118
Требуемая мощность с учетом останова 1-й ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-19	-26	-27	-22	-23	-23
Требуемая мощность с учетом останова 2-х ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-47	-54	-55	-57	-58	-58

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 47–58 МВт.

Таблица 15 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	26	26	26	26	26	26
Установленная мощность	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7
ТЭС	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ограничения мощности	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Вводы мощности после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Требуемая мощность с учетом останова 1-й ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8

Анализ баланса мощности Анадырского энергорайона показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7,8 МВт.

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 Чукотского автономного округа определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии;

- выработка электрической энергии АЭС определена на основе установленной мощности и ожидаемого годового числа часов использования установленной мощности по информации АО «Концерн Росэнергоатом», но не выше статистической информации о фактическом среднем годовом числе часов использования установленной мощности за последние 5 лет;

- объем производства электрической энергии по строящимся и планируемым к вводу в эксплуатацию ВЭС и СЭС определен в соответствии с прогнозируемыми величинами производства электрической энергии, при отсутствии информации принимается, исходя из числа часов использования установленной мощности, для вновь вводимых ВЭС – 2500 ч/год, СЭС – 1500 ч/год. По действующим ВЭС и СЭС величина производства электрической энергии в рассматриваемый перспективный период определялась как минимальная из следующих величин:

- 1) минимальный объем производства электрической энергии за календарный год в течение срока эксплуатации с момента выхода на проектную мощность, но не более последних 7 лет;

- 2) объем производства электрической энергии, заявленный собственником.

Балансы электрической энергии по Чаун-Билибинскому и Анадырскому энергорайонам электроэнергетической системы Чукотского автономного округа приведены в таблицах 16, 17.

Таблица 16 – Баланс электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	465	502	544	585	615	615
Производство электрической энергии	465	502	544	585	615	615
АЭС	400	365	393	434	459	459
ТЭС	65	137	151	151	156	156

Таблица 17 – Баланс электрической энергии Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	133	133	133	134	133	133
Производство электрической энергии	133	133	133	134	133	133
ТЭС	133	133	133	134	133	133
ВЭС	–	–	–	–	–	–

5.3 Балансы мощности и электрической энергии энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей

Чаун-Билибинский энергорайон.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	95	102	103	105	106	106
Установленная мощность	125	125	125	125	125	125
АЭС	70	70	70	70	70	70
ТЭС	55	55	55	55	55	55
Ограничения мощности	21	21	14	7	7	7
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	104	104	111	118	118	118
Требуемая мощность с учетом останова 1-й ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-19	-26	-27	-22	-23	-23
Требуемая мощность с учетом останова 2-х ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-47	-54	-55	-57	-58	-58

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 47–58 МВт.

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

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Чаун-Билибинского энергорайона, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации, суммарной мощностью не менее 23 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуется дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 35 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

Анадырский энергорайон.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Анадырском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Анадырского энергорайона приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления	26	26	26	26	26	26
Установленная мощность	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ограничения мощности	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Вводы мощности после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Требуемая мощность с учетом останова 1-й ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х ЕГО с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8

Анализ баланса мощности Анадырского энергорайона показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей

располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7,8 МВт.

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

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 7,8 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

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 Чукотского автономного округа 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 Чукотского автономного округа в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 20).

Таблица 20 – Производство электрической энергии на ТЭС электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2025–2030 годах, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Выработка электрической энергии	198	270	284	285	289	289

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС электроэнергетической системы Чукотского автономного округа для рассматриваемого варианта представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы Чукотского автономного округа 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.	135,9	175,8	184,4	184,7	187,4	187,4
газ	71,9	71,9	71,9	72,2	71,9	71,9
нефтетопливо	48,5	52,2	52,3	52,3	52,3	52,3
уголь	15,5	51,7	60,2	60,2	63,2	63,2
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100
газ	52,9	40,9	39,0	39,1	38,4	38,4
нефтетопливо	35,7	29,7	28,4	28,3	27,9	27,9
уголь	11,4	29,4	32,6	32,6	33,7	33,7

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 Чукотского автономного округа за рассматриваемый период составляет от 33,1 % до 38,6 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 135,9 тыс т у.т. в 2025 году до 187,4 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 349,5 г/кВт·ч, в 2030 году – 440,0 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде меняется: доля газа снижается с 52,9 % в 2025 году и до 38,4 % в 2030 году, доля угля возрастает с 11,4 % до 33,7 %, доля нефтепродукта уменьшается с 35,7 % до 27,9 %.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по электроэнергетической системе Чукотского автономного округа приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Потребность ТЭС в органическом топливе по электроэнергетической системе Чукотского автономного округа и энергорайонам на период 2025–2030 годов, тыс т у.т.

Наименование	Годы	Расход условного топлива, всего	В том числе:			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа	2025	135,9	71,9	15,5	48,5	
	2026	175,8	71,9	51,7	52,2	
	2027	184,4	71,9	60,2	52,3	
	2028	184,7	72,2	60,2	52,3	
	2029	187,4	71,9	63,2	52,3	
	2030	187,4	71,9	63,2	52,3	
Чаун-Билибинский энергорайон	2025	58,7	–	10,3	48,4	
	2026	98,6	–	46,5	52,1	
	2027	107,2	–	55,0	52,2	
	2028	107,2	–	55,0	52,2	
	2029	110,2	–	58,0	52,2	
	2030	110,2	–	58,0	52,2	
Анадырский энергорайон	2025	77,2	71,9	5,2	0,1	
	2026	77,2	71,9	5,2	0,1	
	2027	77,2	71,9	5,2	0,1	
	2028	77,5	72,2	5,2	0,1	
	2029	77,2	71,9	5,2	0,1	
	2030	77,2	71,9	5,2	0,1	

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше, на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа 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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

В таблице 23 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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа.

Таблица 23 – 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 электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

№ 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 ВЛ 110 кВ Билибинская ДЭС – Билибино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,401 км и 1,503 км, соответственно	ООО «Энергоцентр Билибино»	110	км	1,401 1,503	–	–	–	–	–	–	–	2,904	Обеспечение выдачи мощности энергоцентра Билибино	ООО «Энергоцентр Билибино»	–	25
2	Строительство ПС 110 кВ Энергисточник с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Энергоцентр Билибино»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50					
3	Реконструкция ПС 110 кВ Майское с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «ЗК Майское»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЗК Майское»	ООО «ЗК Майское»	12	7,662	
4	Строительство КВЛ 35 кВ Южный – Глубокая ориентировочной протяженностью 20 км	ООО «Территория»	35	км	20	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Территория»	ООО «Территория»	–	1	
5	Строительство ПС 35 кВ Глубокая с одним трансформатором 35/10 кВ мощностью 1,25 МВА	ООО «Территория»	35	МВА	1×1,25	–	–	–	–	–	–	1,25					

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ТИТЭС, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ТИТЭС

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Строительство ВЛ 110 кВ Певек – Билибино ориентировочной протяженностью 490 км	АО «Чукотэнерго»	110	км	490	–	–	–	–	–	–	–	490	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 35 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, на территории электроэнергетической системы Чукотского автономного округа отсутствуют.

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 Чукотского автономного округа, 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 28.12.2023 № 34@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чукотэнерго» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 27@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 31.10.2022 № 14@, с продлением периода реализации инвестиционной программы до 2027 года;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чукотэнерго» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.05.2024 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 Чукотского автономного округа реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, включенные в схему и программу развития электроэнергетических систем России, в полном объеме включены в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Чукотского автономного округа, включая предложения по развитию сети напряжением 35 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы на территории Чукотского автономного округа 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 35 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по электроэнергетической системы Чукотского автономного округа оценивается в 2030 году в объеме 748 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 4,06 %.

Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа к 2030 году составит 132 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,87 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 4942–5667 ч/год.

Величина потребления электрической энергии Чаун-Билибинского энергорайона оценивается в 2030 году в объеме 615 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 5,14 %.

Максимальное потребление мощности Чаун-Билибинского энергорайона к 2030 году прогнозируется на уровне 106 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 6,33 %.

Величина потребления электрической энергии Анадырского энергорайона оценивается в 2030 году в объеме 133 млн кВт·ч. В прогнозном периоде прироста потребления электрической энергии энергорайона не планируется.

Максимальное потребление мощности Анадырского энергорайона к 2030 году прогнозируется на уровне 26 МВт. В прогнозном периоде прироста мощности энергорайона не планируется.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в период 2025–2030 годов составляют 36 МВт на АЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций электроэнергетической системы Чукотского автономного округа в 2030 году составит 195,7 МВт.

Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 135,9 тыс т у.т. в 2025 году до 187,4 тыс т у.т. в 2030 году. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 349,5 г/кВт·ч, в 2030 году – 440,0 г/кВт·ч. Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде меняется: доля газа снижается с 52,9 % в 2025 году и до 38,4 % в 2030 году, доля угля возрастает с 11,4 % до 33,7 %, доля нефтетоплива уменьшается с 35,7 % до 27,9 %.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 35 кВ и выше протяженностью 512,904 км, трансформаторной мощности 83,25 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/ (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 Чукотского автономного округа														
Анадырский энергорайон														
Анадырская ТЭЦ	АО «Чукотэнерго»			Газ										
		1	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
Газомоторная ТЭЦ (г. Анадырь)														
	АО «Чукотэнерго»			Газ										
		1	Caterpillar G3616		3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
		2	Caterpillar G3616		3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
		3	Caterpillar G3616		3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
		4	Caterpillar G3616		3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
		5	Caterpillar G3616	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3		
Анадырская ВЭС														
	ООО «Строй Инвест-Энергия»			–										
		–	Micon M530		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4		
Чаун-Билибинский энергорайон														
Чаунская ТЭЦ	АО «Чукотэнерго»			Уголь										
		1	П-5(6)-35/5		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2	К-10(12)-35		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	АК-1,5 (4-4)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	АК-1,5 (4-3)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
Билибинская АЭС														
	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		2	Т 12/12-60/2,5		12,0	12,0								Вывод из эксплуатации в 2025 году
		3	Т 12/12-60/2,5		12,0	12,0								Вывод из эксплуатации в 2025 году
		4	Т 12/12-60/2,5		12,0	12,0								Вывод из эксплуатации в 2025 году
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	36,0	36,0								
ПАТЭС Академик Ломоносов														
	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		1	ТК-35/38-3,4с		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		2	ТК-35/38-3,4с	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0		
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
Энергоцентр г. Билибино (Билибинская ДЭС)														
	Администрация Чукотского АО			Дизельное топливо										
		–	ДГ			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 году
Установленная мощность, всего	–	–	–	–		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		

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 Чукотского автономного округа

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Чукотского автономного округа	Чукотский автономный округ	Строительство ВЛ 110 кВ Певек – Билибино ориентировочной протяженностью 490 км	АО «Чукотэнерго»	110	км	490	–	–	–	–	–	–	490	2024	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р	17727,58	4491,24

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, 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.