

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ И НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ
ОКРУГ

КНИГА 1

АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Архангельской области	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Энергорайон, включающий часть Архангельского энергорайона и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома	14
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022– 2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	16
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	16
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	16
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	17
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	17
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	17
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	18
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	20
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Архангельской области.....	25
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	27
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	27
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	28
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	29
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	30
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение	

которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	34
Книга 2	

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЧР	–	автоматическая частотная разгрузка
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГК	–	государственная корпорация
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -34 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 34 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ 0 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – 0 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -34 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 34 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ 0 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – 0 °С
КС	–	контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +17 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 17 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 25 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +17 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 17 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МП	–	муниципальное предприятие
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТЭС	– тепловая электростанция
УВ	– управляющее воздействие
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Архангельская область»;
- книга 2 «Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области и Ненецкому автономному округу на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Архангельская область и Ненецкий автономный округ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Архангельской области и Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – Северное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Коми и Архангельской области;

- Архангельский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Архангельской области;

- филиал ПАО «Россети Северо-Запад» в Республике Коми – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа;

- ООО «Лукойл-Коми», ООО «СК «Русвьетпетро», ООО «РН-Северная нефть», ООО «Башнефть-Полус», ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» – предприятия осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии внутри и между месторождениями углеводородов на территории Ненецкого автономного округа;

- ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция», МП ЗР «Севержилкомсервис» – предприятия, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–20 кВ на территории Ненецкого автономного округа.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа связана с энергосистемами:

- Республики Коми (Филиал АО «СО ЕЭС» Коми РДУ): ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

- Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Архангельской области

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Архангельской области, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Архангельской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Коряжме	191,3
АО «Архангельский ЦБК»	119,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	70,3
Более 10 МВт	
АО «ПО «Севмаш»	36,7
АО «ЦС «Звездочка»	10,8

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, на 01.01.2022 составила 1605,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Архангельской области, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1605,0	–	–	–	–	1605,0
ТЭС	1605,0	–	–	–	–	1605,0

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7306	7383	7318	7280	7463
Годовой темп прироста, %	-0,05	1,05	-0,88	-0,52	2,51
Максимум потребления мощности, МВт	1169	1146	1142	1143	1219
Годовой темп прироста, %	-2,83	-1,97	-0,35	0,09	6,65
Число часов использования максимума потребления мощности	6250	6442	6408	6368	6122
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	06.01 16:00	24.12 18:00	22.01 10:00	29.12 16:00	15.01 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-37,3	-14,7	-20,9	-20,3	-27
<i>в том числе Архангельская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7306	7383	7318	7280	7463
Годовой темп прироста, %	-0,05	1,05	-0,88	-0,52	2,51
Доля потребления электрической энергии Архангельской области в энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа, %	100	100	100	100	100
Потребление мощности, МВт	1169	1146	1142	1143	1219
Годовой темп прироста, %	-2,83	-1,97	-0,35	0,09	6,65
Доля потребления мощности Архангельской области в энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа, %	100	100	100	100	100
Число часов использования максимума потребления мощности	6250	6442	6408	6368	6122

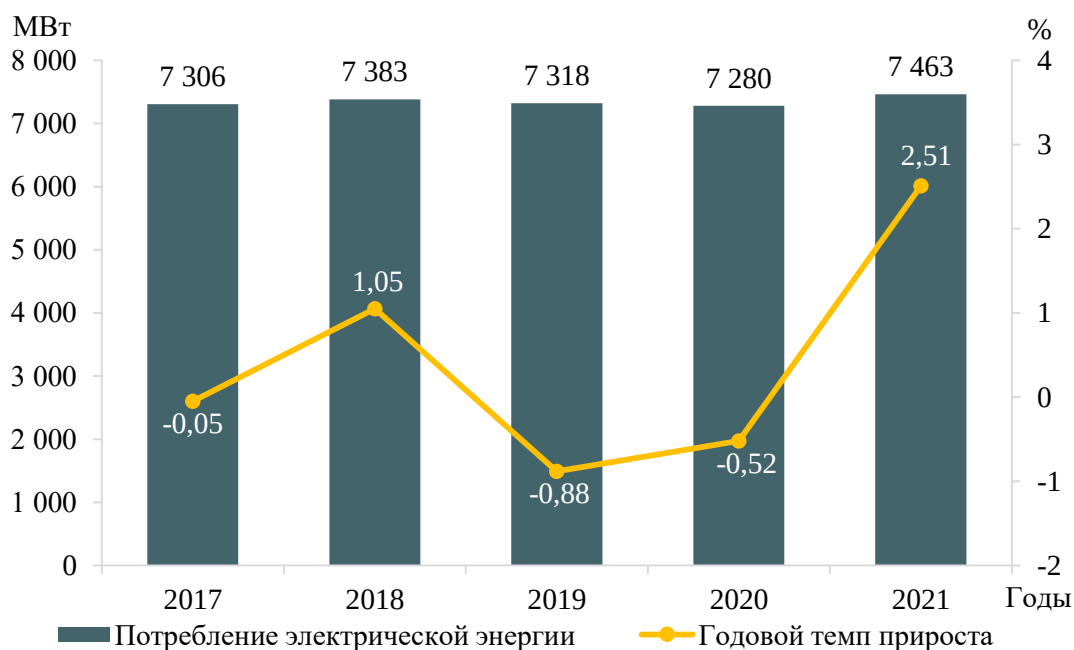


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии Архангельской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

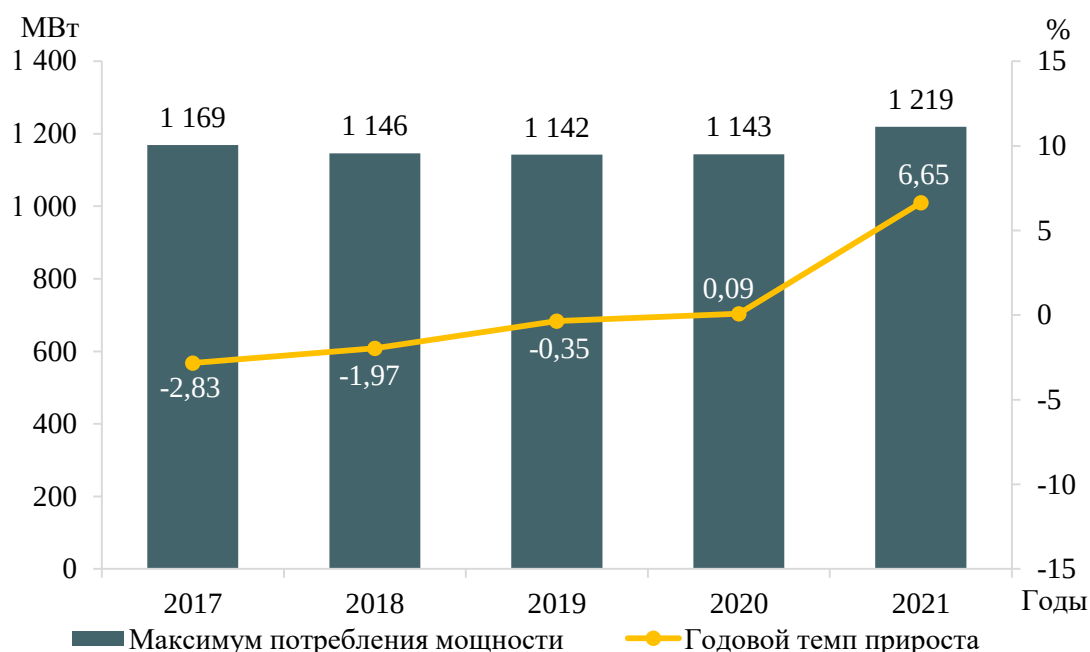


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности Архангельской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа увеличилось на 153 млн кВт·ч и составило в 2021 году 7463 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,42 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,51 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -0,88 %. Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа осуществляет электроснабжение потребителей только по территории Архангельской области. Территория Ненецкого автономного округа относится к децентрализованной зоне электроснабжения.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа вырос на 16 МВт и составил 1219 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,27 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,65 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило -2,83 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производствах.

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

Изменения состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории энергосистемы Архангельской области отсутствуют.

Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Архангельской области приведен в таблице 4.

Таблица 4 – 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 № 7 с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Двинской Березник с установкой одного ШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	25 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

– энергорайон, включающий часть Архангельского энергорайона и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома.

2.1.1 Энергорайон, включающий часть Архангельского энергорайона и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома

В таблице 5 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне, включающем часть Архангельского энергорайона и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона, включающего часть Архангельского энергорайона и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, ограниченный контролируруемыми сечениями Вологда – Архангельск, Плесецк – Няндомы и Микунь – Урдома

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +17 °С в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Микунь – Урдома в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол с учетом СРМ (изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций Архангельского ЭР энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с целью увеличения перетока в КС Плесецк – Няндомы до величины МДП (75 МВт); перевод нагрузки ПС 220 кВ Урдома, ПС 110 кВ Лена и ПС 110 кВ Яренск (9 МВт) на электроснабжение от энергосистемы Республики Коми; перевод нагрузки ПС 110 кВ Савватия и ПС 110 кВ Сусоловка (1 МВт) на электроснабжение от энергосистемы Кировской области) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Вологда – Архангельск». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в аварийной схеме	Расчетный переток в КС «Вологда – Архангельск» составляет 81 МВт (121 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 66 МВт	Отсутствуют	Создание УПАСК ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск для передачи команд ОН от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская с ПС 220 кВ Коноша на ПС 220 кВ Вельск. Организация передачи команд ОН от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская с ПС 220 кВ Вельск на ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье по существующему каналу связи. Реализация УВ от АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (Тяговая) с отпайками (и АОПО ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (Тяговая) с отпайкой на ПС Сокол) на ПС 500 кВ Вологодская на ОН присоединений 10-35 кВ ПС 220 кВ Вельск, ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье, подключённых под действие АЧР. Объём УВ на ОН на ПС 220 кВ Вельск, ПС 220 кВ Шангалы, ПС 220 кВ Кизема, ПС 220 кВ Заовражье для рассматриваемой режимно-балансовой ситуации с учётом коэффициента эффективности составит 35 МВт и увеличит МДП в КС Вологда – Архангельск с 66 МВт до 90 МВт (при этом МДП будет определяться критерием обеспечения 8%-го коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в ПАР при возникновении аварийного небаланса активной мощности ($180 - P_{нб1}$, где $P_{нб1} = 90$ МВт))	Отсутствуют	Да

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

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа в границах Архангельской области в соответствии с реестром инвестиционных проектов не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7301	7383	7397	7420	7440	7463
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	82	14	23	20	23
Годовой темп прироста, %	–	1,12	0,19	0,31	0,27	0,31
<i>в том числе Архангельская область</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7301	7383	7397	7420	7440	7463
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	82	14	23	20	23
Годовой темп прироста, %	–	1,12	0,19	0,31	0,27	0,31

Потребление электрической энергии по энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа прогнозируется на уровне 7463 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста на рассматриваемую перспективу составит 0,0 % по отношению к потреблению электрической энергии 2021 года (7463 млн кВт·ч).

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 82 млн кВт·ч или 1,12 %, наименьший прирост прогнозируется в 2025 году и составит 14 млн кВт·ч или 0,19 %.

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа осуществляет электроснабжение потребителей только по территории Архангельской области. Территория Ненецкого автономного округа относится к децентрализованной зоне электроснабжения.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста Архангельской области представлены на рисунке 3.

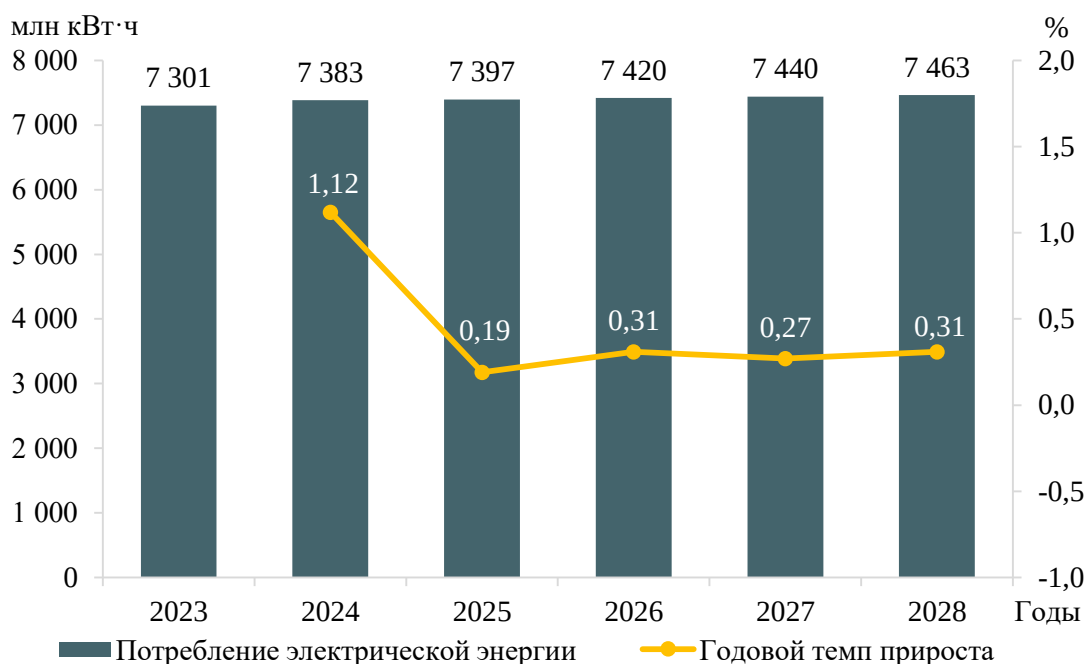


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии Архангельской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- вводом новых потребителей, в том числе Пинежского лесопромышленного комплекса;
- снижением потребления в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производстве;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	1164	1169	1175	1176	1177	1177
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	5	6	1	1	0
Годовой темп прироста, %	–	0,43	0,51	0,09	0,09	0,00

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Число часов использования максимума потребления мощности	6272	6316	6295	6310	6321	6341
<i>в том числе Архангельская область</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа	1164	1169	1175	1176	1177	1177
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	5	6	1	1	0
Годовой темп прироста, %	–	0,43	0,51	0,09	0,09	0,00
Число часов использования потребления мощности	6272	6316	6295	6310	6321	6341

Максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа к 2028 году прогнозируется на уровне 1177 МВт. Среднегодовой темп прироста на рассматриваемую перспективу составит -0,50 % по отношению к максимуму потребления мощности 2021 года (1219 МВт).

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 6 МВт или 0,51 %, что обусловлено планируемым вводом новых потребителей. В 2028 году прироста мощности не планируется.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется на уровне отчетных показателей и будет достаточно плотным. К 2028 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6341 час/год.

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа осуществляет электроснабжение потребителей только по территории Архангельской области.

Динамика изменения максимума потребления мощности Архангельской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

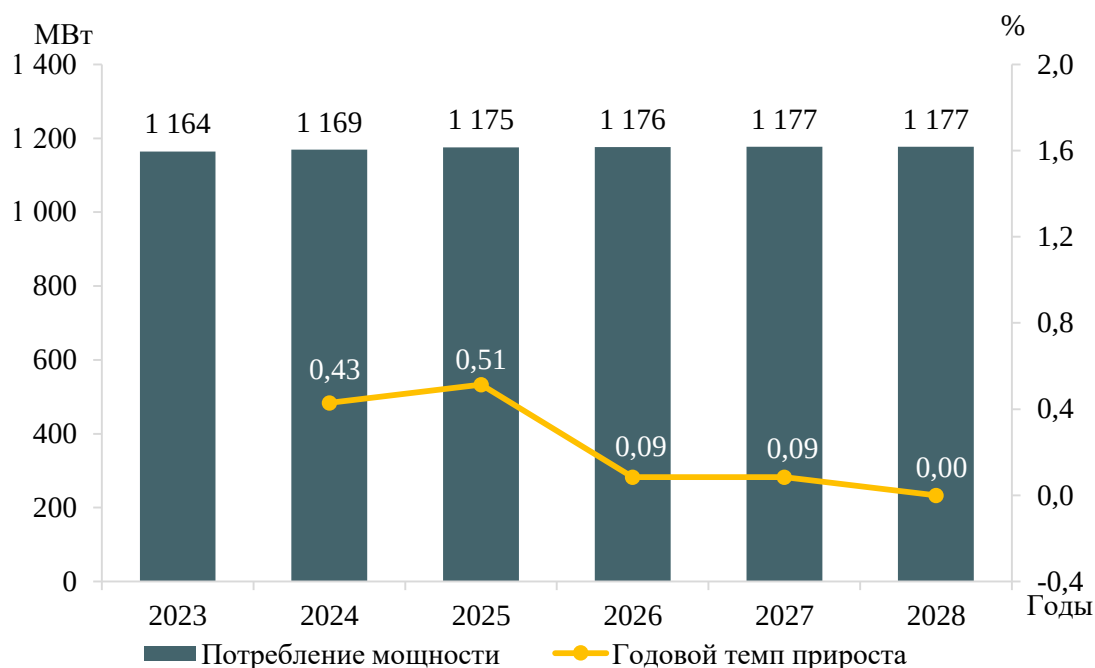


Рисунок 4 – Прогноз потребления мощности Архангельской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в 2023–2028 годах составляют 30 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	30	–	–	–	–	30
ТЭС	–	30	–	–	–	–	30

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 30 МВт. Планируется ввод в эксплуатацию ТГ-7 установленной мощностью 30 МВт для обеспечения замены выводимого из эксплуатации ТГ-3 на Северодвинской ТЭЦ-1.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа,

расположенных на территории Архангельской области, в период 2023–2028 годов представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	30	–	–	–	–	30
ТЭС	–	30	–	–	–	–	30

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, к 2028 году составит 1600,1 МВт.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1
ТЭС	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей к 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, не претерпит существенных изменений. Структура установленной мощности по типам электростанций в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

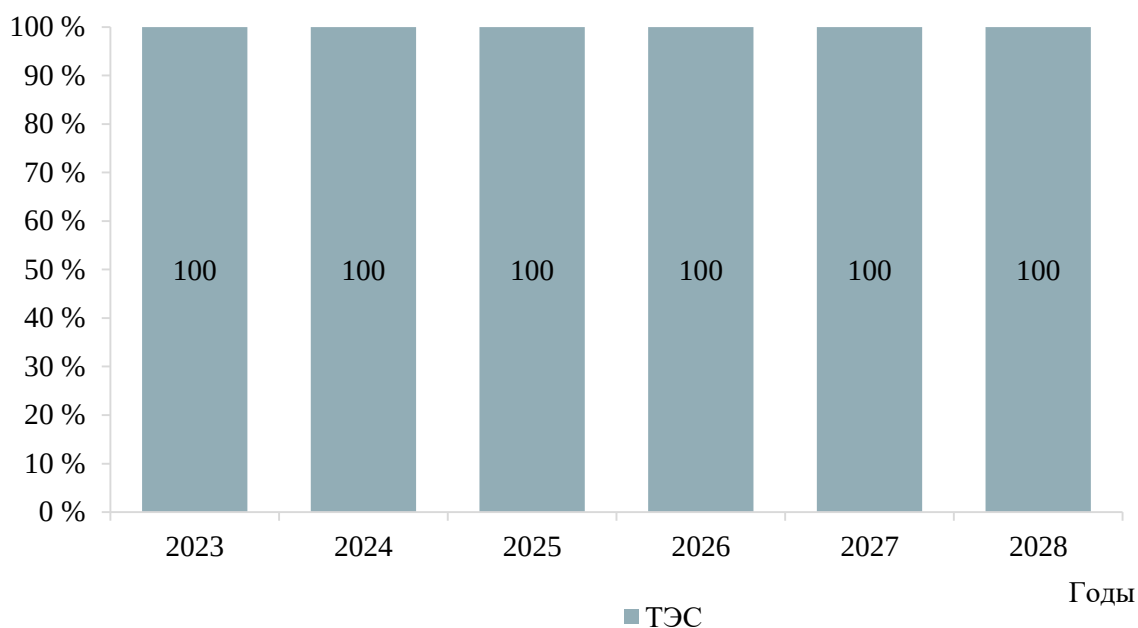


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Коноша УПАСК (ПРД) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 220 кВ Вельск УПАСК (ПРМ) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 12 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Архангельской области.

Таблица 12 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Архангельской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 220 кВ Шангалы с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Северо-Запад»	ПАО «Россети Северо-Запад»	–	14,945

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

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, отсутствуют.

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

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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Архангельской 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 УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [2]).

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Архангельской области и Ненецкого 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 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа оценивается в 2028 году в объеме 7463 млн кВт·ч и соответствует отчетному уровню.

Максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа к 2028 году увеличится и составит 1177 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – -0,50 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6272–6341 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 30 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа в 2028 году составит 1600,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 48 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО, территория Архангельской области												
Северодвинская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-2»			Уголь								
		3	ПТ-30-90/10		30,0	30,0						Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		5	ПТ-60-130/13		60,0	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	Перемаркировка 14.10.2022
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	ПТ-30/40-9.8/1.3				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	150,0	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	
Архангельская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»			Газ, мазут								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	T-50/60-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		4	T-50/60-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		5	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	ТР-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Северодвинская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»			Газ, мазут								
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	
ТЭС-1 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»			Уголь, мазут								
		3	ПР-12/15-90-15/7		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ПТ-25/30-8,8/1,0-1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		7	ПТ-60-8,8/1,3		60,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	Перемаркировка 13.06.2022
		8	ВПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	182,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	
ТЭС-2 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»			Черный щелок, мазут								
		1	P-6-35-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35-10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭС-3 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»			Древесные отходы, мазут, черный щелок								
		1	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в Коряжме»			Газ, уголь								
		1	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	ПТ-50-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	
ТЭС-2 ЭнТЭС ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в Коряжме»			Древесные отходы, газ, мазут, щелок								
		1	P-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
ТЭС-3 ЭнТЭС ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в Коряжме»			Черный щелок, мазут								
		1	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Вельская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Архангельской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Создание на ПС 220 кВ Вельск УПАСК (ПРМ) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37
2	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Создание на ПС 220 кВ Коноша УПАСК (ПРД) ВЛ 220 кВ Коноша – Вельск	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,37	3,37

Примечания

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

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