

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево»	15
2.1.2 Энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский»	17
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).....	19
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	19
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	19
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	19
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	20
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	21

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления на электрическую энергию и мощность	21
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	21
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	24
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	25
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 Вологодской области	27
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	29
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)	29
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	31
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	32
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	33
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	34
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления в электрической энергии (мощности), а также	

обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	37
--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -32 °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 32 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С

- зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -32 °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 32 °С
- зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ

– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
- ИП

– инвестиционный проект

КВЛ

– кабельно-воздушная линия электропередачи

КЛ

– кабельная линия электропередачи
- 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
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
ШР	–	шинный разъединитель
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Вологодской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области с выделением данных 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, реконструкции (модернизации или перемаркировки), 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 Вологодской области на период до 2028 года, в том числе:

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

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

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления на 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 Вологодской области охватывает территорию Вологодской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Вологодского РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Вологодской области:

– филиал ПАО «Россети» – Вологодское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Владимирской, Вологодской, Ивановской и Костромской областей;

– Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запада» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Вологодской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области

Энергосистема Вологодской области связана с энергосистемами:

– Архангельской области и Ненецкого автономного округа (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Карелия (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Костромской области: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– г. Санкт-Петербург и Ленинградской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Тверской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Ярославской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Кировской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Вологодской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Вологодской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Северсталь»	992
АО «АПАТИТ»	215
ОАО «РЖД»	163
Более 50 МВт	
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	63

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области на 01.01.2022 составила 1411,0 МВт, в том числе: ГЭС – 26,3 МВт, ТЭС – 1384,7 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1401,0	–	–	+10,0	–	1411,0
ГЭС	26,3	–	–	–	–	26,3
ТЭС	1374,7	–	–	+10,0	–	1384,7

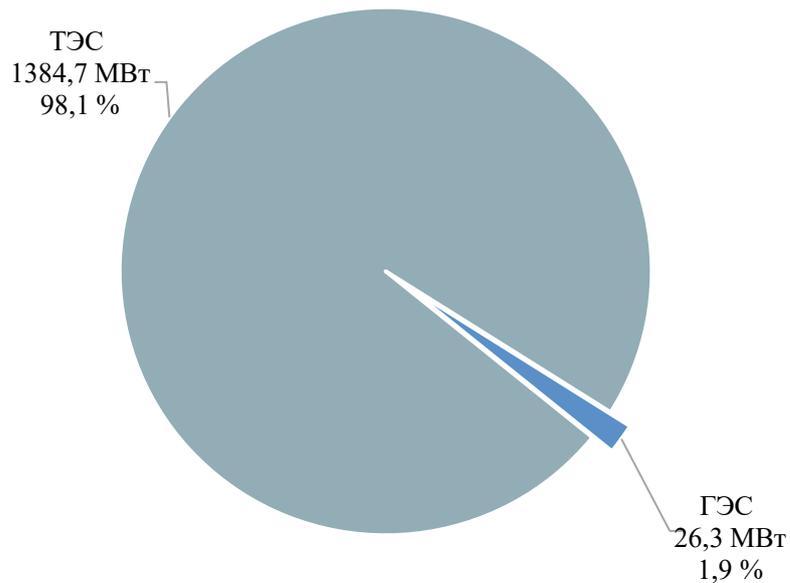


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13640	14011	13969	13908	14763
Годовой темп прироста, %	0,62	2,72	-0,30	-0,44	6,15
Максимум потребления мощности, МВт	1917	2031	2014	2028	2166
Годовой темп прироста, %	-2,59	5,95	-0,84	0,70	6,80
Число часов использования максимума потребления мощности	7115	6899	6936	6858	6816
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	05.01 19:00	18.12 14:00	25.01 11:00	30.12 17:00	09.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-30,3	-13,2	-19,5	-6,9	-18,4

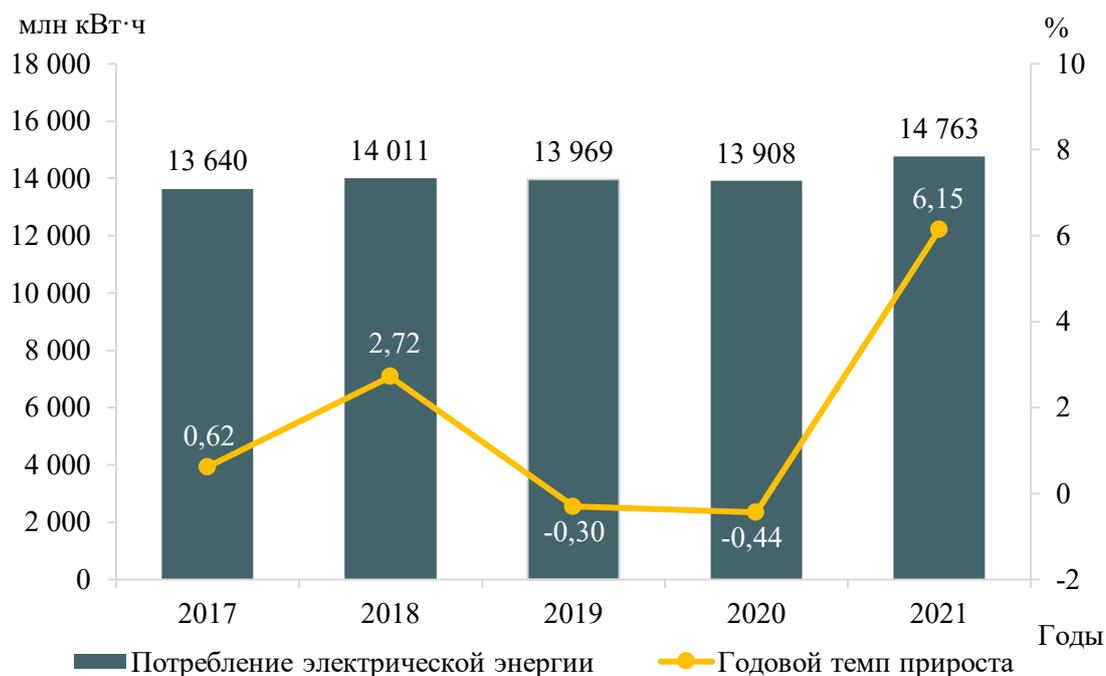


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

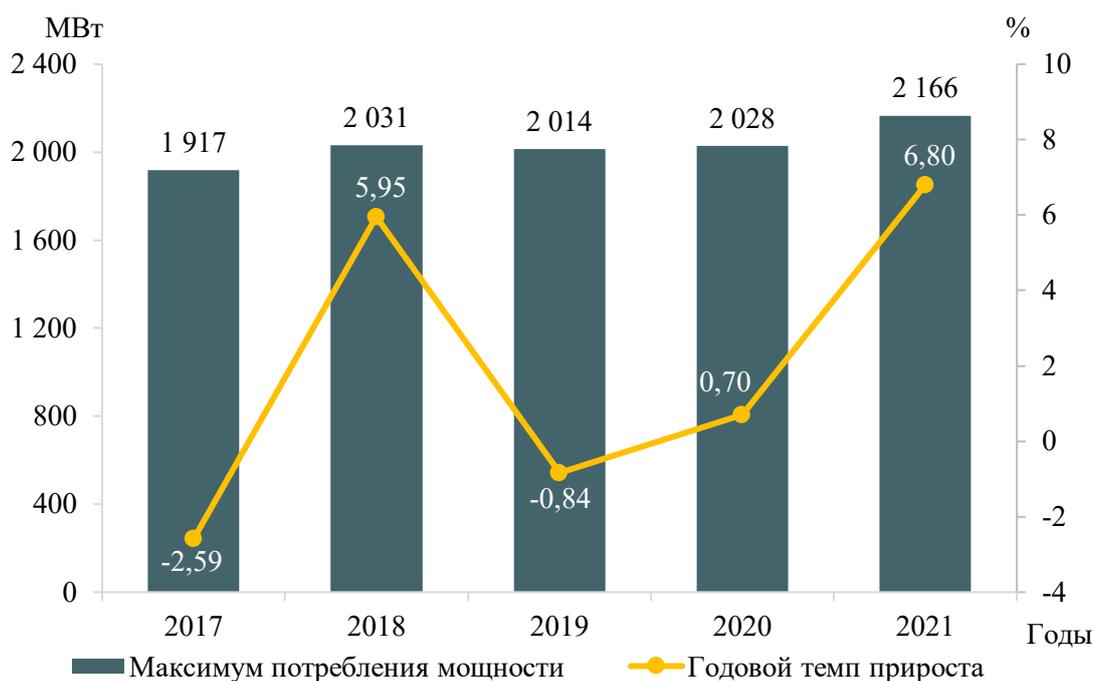


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Вологодской области увеличилось на 1207 млн кВт·ч и составило в 2021 году 14763 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,72 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,15 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,44 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области вырос на 198 МВт и составил 2166 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,94 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,80 % в 2021 году, что обусловлено ростом электропотребления в металлургической отрасли и низкими ТНВ; наибольшее снижение мощности составило -2,59 %, обусловленное снижением потребления мощности мелкомоторной нагрузки и прочих потребителей в период новогодних нерабочих дней, и зафиксировано в 2017 году.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Вологодской 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 ПАО «Северсталь», АО «АПАТИТ»;
- снижением потребления в сфере услуг.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Выполнение заходов на реконструируемую ПС 110 кВ Ермаково КВЛ 110 кВ Вологда-Южная - Ермаково	ПАО «Россети Северо-Запада»	2017	0,113 км
2	110 кВ	Выполнение заходов на реконструируемую ПС 110 кВ Ермаково ВЛ 110 кВ Шексна - Ермаково с отпайкой на ПС 110 кВ Кипелово (Районная)	ПАО «Россети Северо-Запада»	2017	0,113 км
3	750 кВ	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская	ПАО «Россети»	2018	154,02 км
4	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,904 км
5	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,904 км
6	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-1 I цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,33 км
7	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-1 II цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,33 км
8	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ РПП-1 – Цветочная	ООО «ЧТК «Новый»	2020	1,16 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-3 I цепь	ПАО «Северсталь»	2021	2,41 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-3 II цепь	ПАО «Северсталь»	2021	2,41 км
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-4 I цепь	ПАО «Северсталь»	2021	0,98 км
12	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-4 II цепь	ПАО «Северсталь»	2021	0,98 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ОМЗ	ООО «ВОМЗ»	2017	40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 35 кВ Искра с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Ермаково)	ПАО «Россети Северо-Запад»	2017	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство новой ПС 110 кВ Южная	ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×40 МВА
4	750 кВ	Установка ШР 750 кВ Р-1-750 на ПС 750 кВ Белозерская	ПАО «Россети»	2018	330 Мвар
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Ростилово	ПАО «Россети» –	2018	125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ ПВС ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2019	100 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ОМЗ	ООО «ВОМЗ»	2019	40 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дымково	ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	16 МВА
9	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ ГПП-2 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2020	2×63 МВА
10	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ ГПП-3 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2020	160 МВА
11	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ ГПП-6 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2020	2×63 МВА
12	110 кВ	Строительство новой ПС 110 кВ Цветочная	ООО «ЧТК «Новый»	2020	25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Желябово	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	6,3 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Вологодской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево»;
- энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский».

2.1.1 Энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево»

Энергорайон «Октябрьская – Бабаево» включает в себя следующие основные объекты: ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Уйта (Т), ПС 110 кВ Бабаево (Т), ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Заполье

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «Октябрьская – Бабаево».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1 «Октябрьская – Бабаево»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения параметров электроэнергетического режима (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 зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -32 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чудская в ОЗ Ленинградского РДУ расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье превышает АДТН на величину до 14,8 %. Снижение напряжения на ПС 110 кВ энергорайона ниже аварийно допустимой величины 84,7 кВ. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье 551 А (114,8 % от АДТН), снижение уровня напряжения ПС 110 кВ Уйта тяговая (шины 110 кВ) ниже аварийно допустимой величины 84,7 кВ. <i>Допустимые параметры:</i> 480 А (ТТ РУ 110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Бабаево и провод ЛЭП)	В послеаварийном режиме мероприятия по вводу режима в допустимую область отсутствуют	Установка на ПС 220 кВ Октябрьская АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 3 МВт	Отсутствуют	Да
В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -32 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чудская в ОЗ Ленинградского РДУ расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) превышает АДТН на величину до 2,9 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 3 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) 494 А (102,9 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 480 А (ТТ РУ 110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская, провод ЛЭП)	В послеаварийном режиме мероприятия по вводу режима в допустимую область отсутствуют	Установка на ПС 220 кВ Октябрьская АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 1 МВт	Отсутствуют	Да

2.1.2 Энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский»

Энергорайон «Бабаево – Чагодощенский» включает в себя следующие основные объекты: ПС 110 кВ Новые Углы, ПС 110 кВ Суда, ПС 110 кВ Коротово, ПС 110 кВ Устюжна, ПС 110 кВ Чагода, ПС 110 кВ Кадуй, ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (Т), ПС 110 кВ Уйта (Т).

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Бабаево – Чагодощенский».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2 «Бабаево – Чагодощенский»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения 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
<p>В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +17 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чудская в ОЗ Ленинградского РДУ и АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда II (I) цепь с отпайками (участок от отп. на ПС 110 кВ ИП Череповец до отп. на ПС 110 кВ Новые Углы) превышает АДТН на величину до 10,4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 8,5 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме¹⁾</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда II (I) цепь с отпайками (участок от отп. на ПС 110 кВ ИП Череповец до отп. на ПС 110 кВ Новые Углы) 468 А (110,4 % от АДТН).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 424 А (провод ЛЭП)</p>	<p>В послеаварийном режиме мероприятия по вводу режима в допустимую область отсутствуют</p>	<p>Реализация управляющих воздействий от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы объемом 5 МВт, ПС 110 кВ Суда объемом 3,5 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

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 ПС 110 кВ Вохтога Р.

В СиПР Вологодской области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вохтога Р. с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

В 2022 году на ПС 110 кВ Вохтога Р. была произведена замена трансформатора Т-1 10 МВА на новый мощностью 16 МВА.

По данным зимнего контрольного замера 2018 года нагрузка ПС 110 кВ Вохтога Р. составила 12,152 МВА.

– Т-1 (ТДН-16000/110/10) год ввода – 2022;

– Т-2 (ТДН-10000/110/10) год ввода – 1975.

В схеме аварийного отключения Т-1 ПС 110 кВ Вохтога Р. загрузка Т-2 ПС 110 кВ Вохтога Р. достигает 121,5 %, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

На период 2022–2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на ТП учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2708 кВт (3009 кВА). Мероприятие по увеличению трансформаторной мощности предусмотрено ТУ на ТП. в составе договора на ТП по заявителю ООО «Плитвуд» № 26-04407В/19 от 24.04.2020.

С учетом реализации ТП указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 года составит

15,15 МВА, что соответствует нагрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 151,5 % от $S_{ном}$, что превышает значение длительно допустимой нагрузки 120 % при температуре контрольного замера -13,8 °С.

По информации от собственника существующая схема распределительных сетей 6-35 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП.

Необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вохтога Р. с заменой трансформатора Т-2 номинальной мощностью 10 МВА на трансформатор номинальной мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северо-Запад».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [2] 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 на электрическую энергию и мощность

В энергосистеме Вологодской области до 2028 года 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 Вологодской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Вологодской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14377	14363	14437	14629	14829	14885
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-14	74	192	200	56
Годовой темп прироста, %	–	-0,10	0,52	1,33	1,37	0,38

Потребление электрической энергии по энергосистеме Вологодской области прогнозируется на уровне 14885 млн кВт ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,12 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 200 млн кВт ч или 1,37 %, наименьшее снижение ожидается в 2024 году и составит -14 млн кВт·ч или -0,10 %.

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

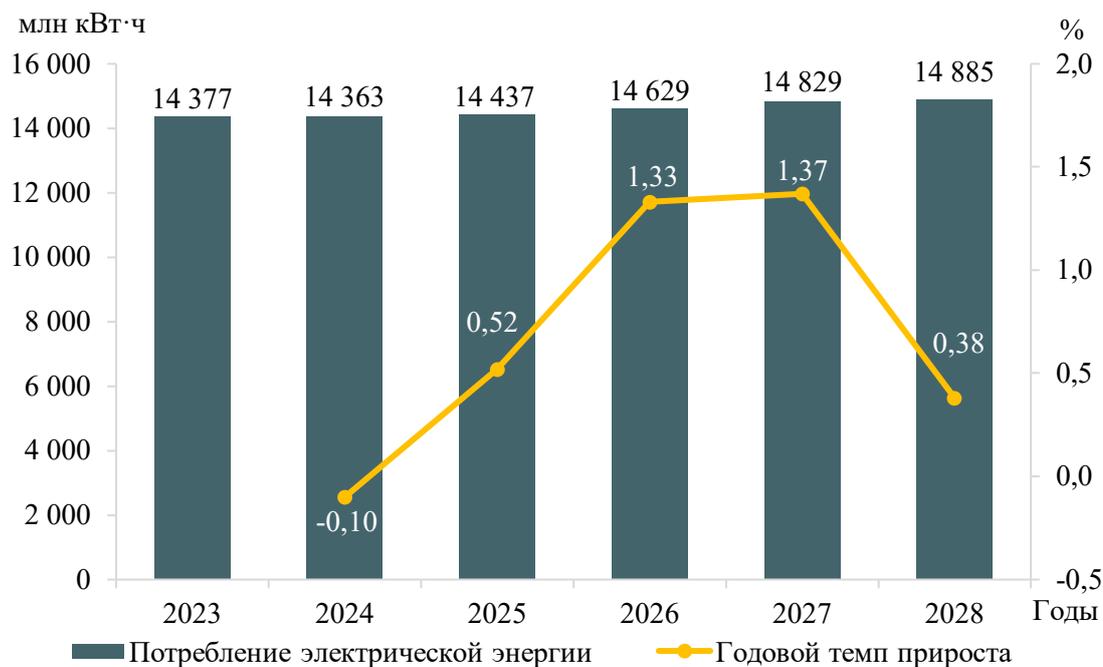


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- ростом потребления действующего потребителя металлургического комплекса ПАО «Северсталь», связанного с модернизацией производственного оборудования, в том числе доменных печей № 4 и № 5 и увеличения выпуска продукции после их завершения;
- снижением объёмов перекачки нефти по трубопроводу АО «Транснефть-Север»;
- увеличением потребления населения и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объёмов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения;
- вводом новых потребителей в прогнозном периоде.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2071	2059	2071	2100	2127	2128
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-12	12	29	27	1
Годовой темп прироста, %	–	-0,58	0,58	1,40	1,29	0,05
Число часов использования максимума потребления мощности	6942	6976	6971	6966	6972	6995

Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области к 2028 году прогнозируется на уровне 2128 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит -0,25 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 29 МВт или 1,40 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2024 году и составит -12 МВт или -0,58 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 63 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6995 час/год.

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

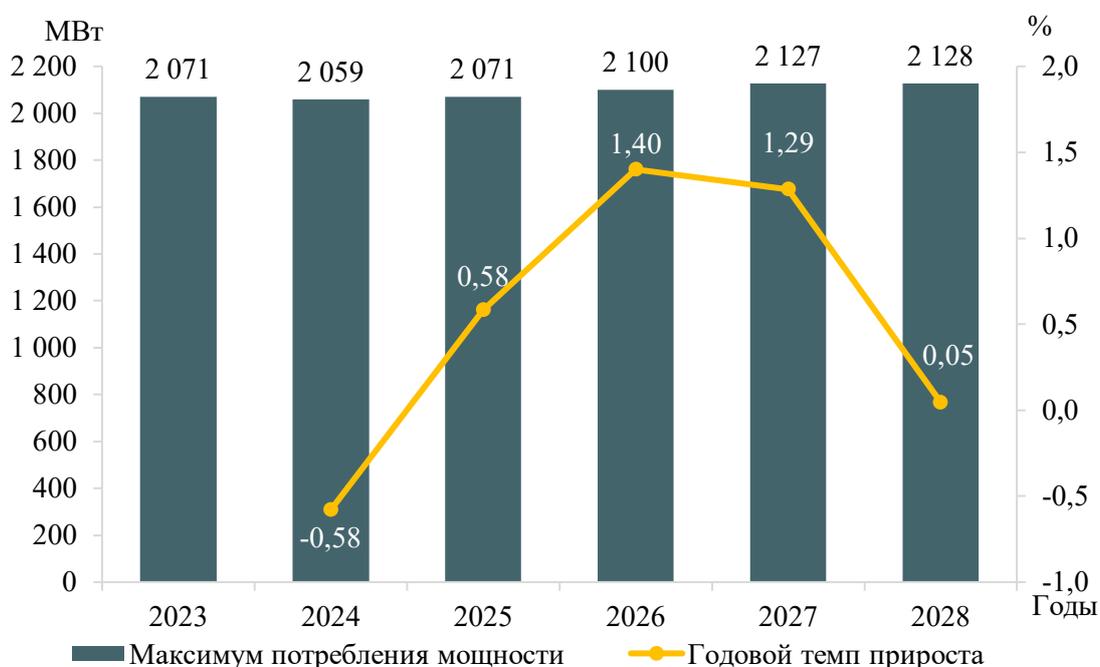


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Вологодской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области в 2028 году составит 1414 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Вологодской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 10. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Вологодской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 10 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Вологодской области	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7

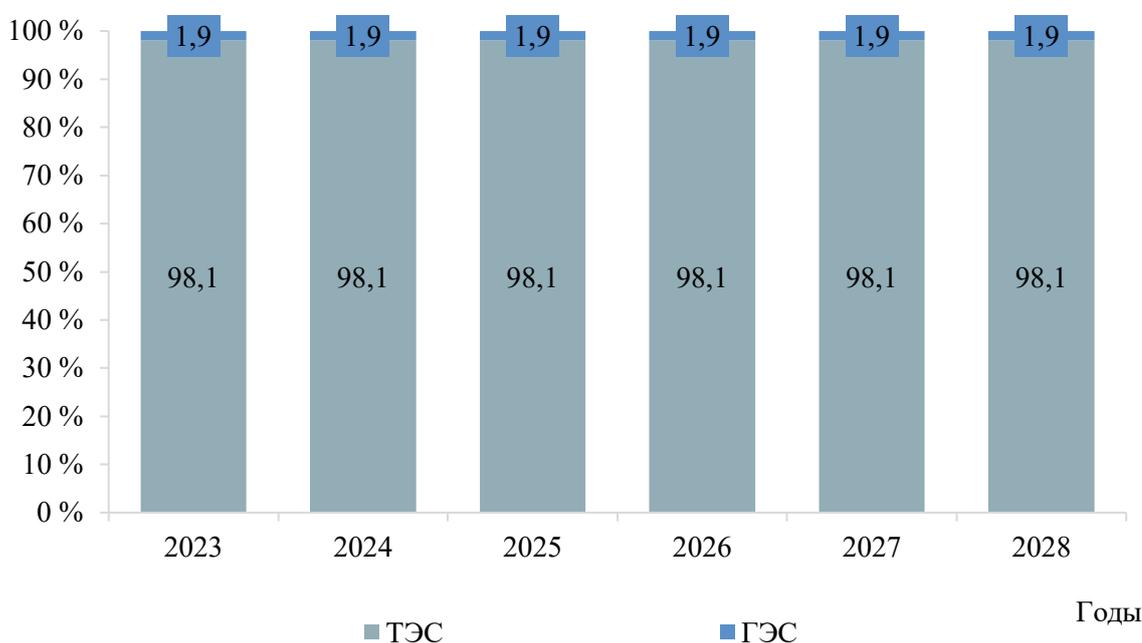


Рисунок 6 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Вологодской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Вологодской 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 Октябрьская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1) с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1) с действием на ОН	ОАО «РЖД»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Модернизация устройства АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками с реализацией действия на ОН	МУП «Электросеть» г. Череповца	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 Вологодской 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 Вологодской 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 Вологодской 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 110 кВ Вохтога Р. с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя (ООО «Плитвуд»)	ООО «Плитвуд»	12,5	3
2	Строительство ПС 110 кВ ГПП Минобороны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей (Минобороны РФ)	Министерство обороны РФ	–	10,56055
3	Строительство отпайки от опоры № 291 ВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково до РУ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП Минобороны ориентировочной протяженностью 9,78 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	9,78	–	–	–	–	–	9,78				
4	Строительство отпайки от опоры № 132 ВЛ 110 кВ Дорожная до РУ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП Минобороны ориентировочной протяженностью 6,67 км	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	6,67	–	–	–	–	–	6,67				

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 [2] 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)

На основании проведенного анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 13).

Таблица 13 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Вохтога Р. с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Вологодской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления в электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северо-Запад» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад» на 2016–2025 годы. Материалы размещены 18.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 32@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северо-Запад» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад», утвержденную приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 24.12.2021 № 33@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Вологодской области оценивается в 2028 году в объеме 14885 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,12 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области к 2028 году увеличится и составит 2128 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – -0,25 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Вологодской области прогнозируются в 2027 и 2026 годах и составят 1,37 % и 1,40 % соответственно.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Вологодской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6942–6995 час/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Вологодской области в период 2023–2028 годов не планируется.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области в 2028 году составит 1414 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 16,45 км, трансформаторной мощности 36 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Вологодской области на 2023–2027 годы : утверждены Постановлением Губернатора Вологодской области от 29 апреля 2022 г. № 89 «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Вологодской области на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: https://vologda-oblast.ru/dokumenty/dokumenty_gubernatora/4148175/ (дата обращения: 28.09.2022).

2. 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).

3. 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 перемаркировки), вводом 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 Вологодской области													
Шекснинская ГЭС	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»												
		1	ПЛ20/548-ГК-550	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ПЛ20/548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПЛ 548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПЛ 548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		-	-		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Череповецкая ГРЭС	ПАО«ОГК-2»			Газ									
		4	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0		
Установленная мощность, всего		-	-		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0		
Вологодская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»			Газ, мазут									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-3,4/1,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-6-3,4/0,5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4, 5	ПГУ		102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1		
Установленная мощность, всего		-	-		132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1		
ТЭЦ ПВС Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ, коксовый газ, природный газ									
		1	Р-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ВПТ-25-3		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-30-90-10		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		4	С10-Р12-Е		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-75/80-8,8/1,28-М		74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	
		6	ВТ-50-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		7	Т-120-12,8-МР	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		-	-		345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8		
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»			Газ, жидкая сера									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ПТ-12/13-3,4/1,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ПТ-30/35-3,4/1,0		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	ПТ-12-3,4/0,6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		-	-		102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0		
ТЭЦ ГУБТ-12 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ									
		2	ГУБТ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ ГУБТ-25 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ									
		3	ГУБТ-25		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		-	-		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
ТЭЦ ЭВС-2 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный, коксовый газ, природный газ									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		

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)								
Установленная мощность, всего		–	–	–	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0		
Вытегорская ГЭС-31	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»			–									
		1	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		2	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Вытегорская ГЭС-32 (Водосброс ГЭС №32)	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»			–									
		1	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
МТЭЦ Белый Ручей	ПАО «ТГК-2»			Отходы деревообработки (дрова)									
		–	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Красавинская ГТ-ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммун-энерго»			Газ, дизтопливо									
		1-4	ПГУ		63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8		
ГТЭС ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»			Газ									
		1	LM 2500+G4		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		2	C9-R9-RL		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0		
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Газ									
		1	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
УЭС ТСЦ Северсталь	ПАО «Северсталь»			Газ									
		1	Р-4-35/15М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ПТ-12-35/10/4		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ Газпром	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Газ									
		1	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
ТЭС ФК «Новатор»	НАО «СВЕЗА Новатор»			Древесные отходы									
		1	П 1,5/10,5- 1,4/0,7		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Ввод в эксплуатацию 05.09.2022
		2	П 1,5/10,5- 1,4/0,7		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Ввод в эксплуатацию 05.09.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		

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 Вологодской 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	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вохтога Р. с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	136,92	71,00
2	Вологодской области	Вологодская область	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1) с действием на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1) с действием на ОН	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,04	6,04

№ 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
3	Вологодской области	Вологодская область	Модернизация устройства АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками с реализацией действия на ОН	МУП «Электросеть» г. Череповца	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	11,68	11,68

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ 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 Министерства 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.