

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
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.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 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).....	14
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.....	14
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	14
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	14
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	17
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	18
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	18
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	18

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	19
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.....	22
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	22
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 Ярославской области	22
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	22
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)	24
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	25
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	26
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	27
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	28
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	29
	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	31

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -29 °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 29 °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 -29 °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 29 °С

<p>зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ</p>	<p>– 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</p>
<p>летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето</p>	<p>– 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 18 °С</p>
<p>летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ</p>	<p>– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С</p>
<p>летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Мин лето</p>	<p>– 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 18 °С</p>
<p>ЛЭП</p>	<p>– линия электропередачи</p>
<p>Минэкономразвития России</p>	<p>– Министерство экономического развития Российской Федерации</p>
<p>Минэнерго России</p>	<p>– Министерство энергетики Российской Федерации</p>
<p>НДС</p>	<p>– налог на добавленную стоимость</p>
<p>ПС</p>	<p>– (электрическая) подстанция</p>
<p>РДУ</p>	<p>– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление</p>

СиПР	–	<p>Схема и программа развития /</p> <p>Схема и программа развития электроэнергетики /</p> <p>Схема и программа перспективного развития электроэнергетики /</p> <p>Программа перспективного развития электроэнергетики.</p> <p>Схема перспективного развития электроэнергетики /</p> <p>Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики /</p> <p>Программа развития электроэнергетики</p>
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, 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 Ярославской 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 перспективного 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 Ярославской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ и обслуживает территорию Ярославской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Валдайское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Ярославской области;
- филиал ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;
- ООО «Ярославль Энергосети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;
- структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Северная дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;
- ООО «Энергоресурс» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Ярославской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области

Энергосистема Ярославской области связана с энергосистемами:

- г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;
- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- Ивановской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;
- Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Ярославской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Славнефть-ЯНОС»	148
Более 10 МВт	
ОАО «РЖД»	94
ООО «Транснефть-Балтика»	56
ПАО «Автодизель»	46
ООО «ТК Ярославский»	30
ПАО «ОДК-Сатурн»	28
ООО «Газпром трансгаз Ухта»	26
АО «ЯТУ имени В.Ю. Орлова»	24
АО «Кордиант» (ПАО «ЯШЗ»)	17
АО «ЯЗДА»	12

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области на 01.01.2022 составила 1587,0 МВт, в том числе: ГЭС – 496,6 МВт, ТЭС – 1090,4 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1587,0	–	–	–	–	1587,0
ГЭС	496,6	–	–	–	–	496,6
ТЭС	1090,4	–	–	–	–	1090,4

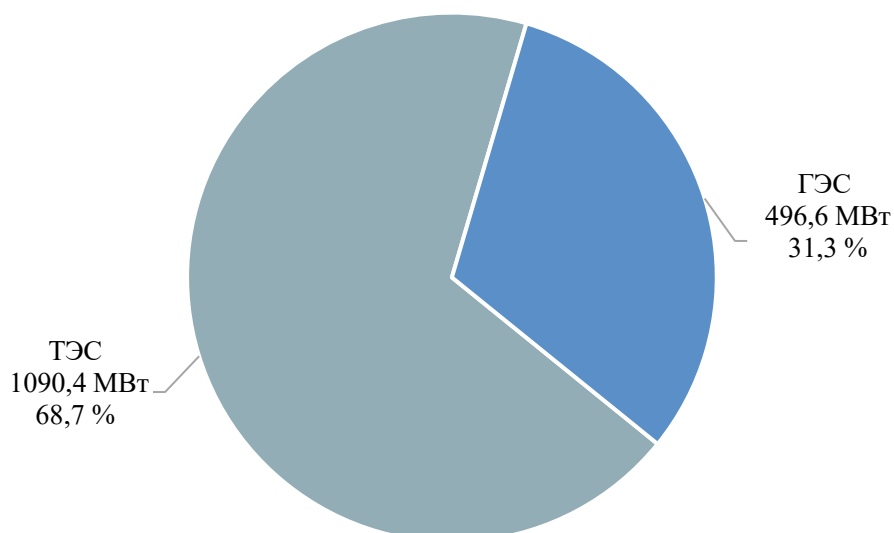


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области по состоянию на 01.01.2022

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 Ярославской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8271	8254	8283	8052	8568
Годовой темп прироста, %	-0,14	-0,19	0,34	-2,79	6,41
Максимум потребления мощности, МВт	1408	1373	1362	1302	1459
Годовой темп прироста, %	2,92	-2,49	-0,80	-4,41	12,06
Число часов использования максимума потребления мощности	5874	6012	6081	6184	5873
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	09.01 12:00	28.02 10:00	25.01 09:00	10.12 10:00	22.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,7	-18,2	-16,6	-11,1	-25,4

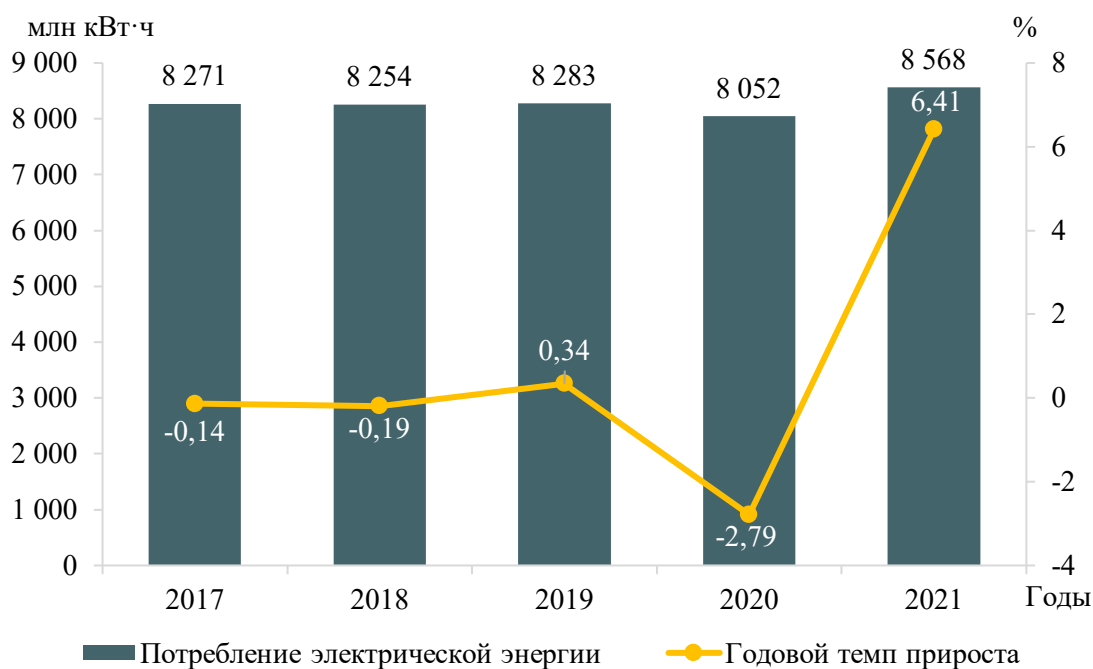


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

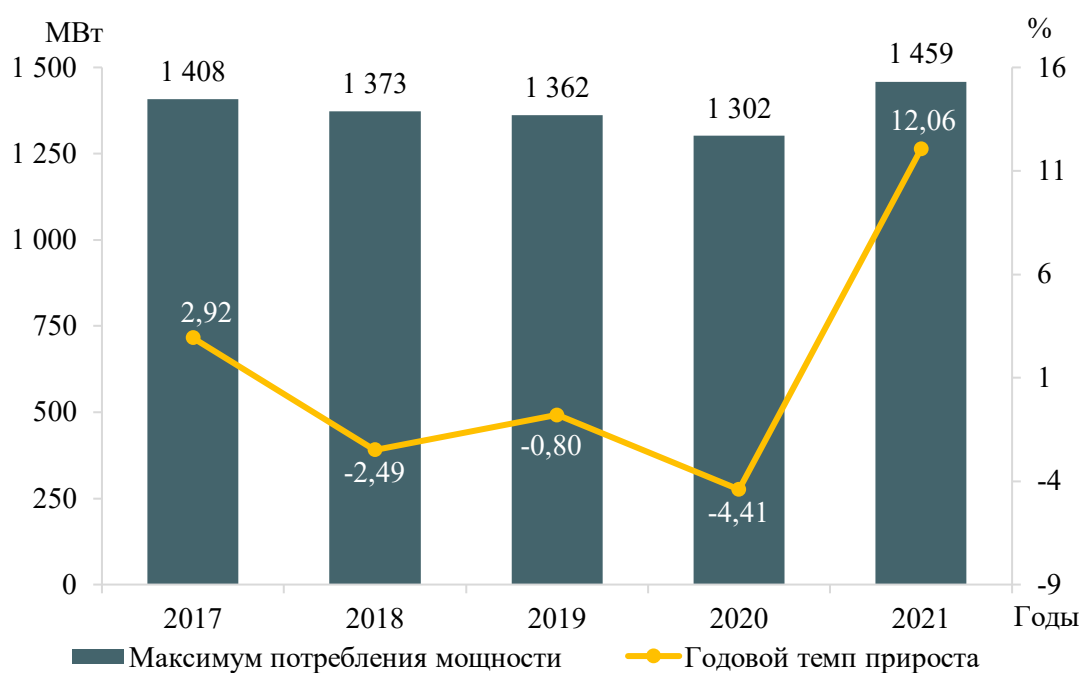


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области увеличилось на 285 млн кВт·ч и составило в 2021 году 8568 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,68 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,41 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -2,79 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области вырос на 91 МВт и составил 1459 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,3 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,06 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -4,41 %, что было обусловлено снижением потребления мощности промышленными предприятиями на фоне антиковидных ограничений.

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

- снижением потребления на транспорте, в том числе за счет уменьшения транспортировки нефти по нефтепроводам ООО «Транснефть- Балтика», а также на объектах железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет увеличения производительности ООО ТК «Ярославский»;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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 Ярославской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ярославской 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	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Козьмодемьянск от ВЛ 110 кВ Неро – Ярославская с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2021	7,45 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Козьмодемьянск от ВЛ 110 кВ Тишино – Ярославская с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2021	7,45 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 Любим	ОАО «РЖД»	2017	25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Аббакумцево	ПАО «Россети Центр»	2018	16 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дубки	ООО «ТК Ярославский»	2018	40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на Ярославская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»	2018	25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на Ярославская ТЭЦ-3	ПАО «ТГК-2»	2018	80 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Залесье	ПАО «Россети Центр»	2020	16 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Путятино	ОАО «РЖД»	2020	25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Козьмодемьянск	ПАО «Россети Центр»	2021	2×25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Петровск	ОАО «РЖД»	2021	40 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 Ярославской области энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

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 Переславль.

В СиПР Ярославской области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Переславль по итогам замеров, проведенных 15.12.2021 при ТНВ -3,1 °С, составила 29,42 МВА.

Характеристики трансформатора Т-1: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1977 год (срок эксплуатации – 44 года), индекс технического состояния функциональных узлов – 88.

Характеристики трансформатора Т-2: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 2003 год (срок эксплуатации – 18 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100.

Максимальная длительно допустимая нагрузка трансформатора ($S_{\text{дднт}}$) рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{дднт}} = S_{\text{ном}} \cdot K_{\text{пер}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой нагрузки (перегрузки).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] длительно допустимая нагрузка (Т-1 – 116 %, Т-2 – 125 %) определяется методом линейной интерполяции для продолжительности 24 часа в связи с отсутствием возможности спрогнозировать время, необходимое для устранения фактического повреждения, и рассчитывается по формуле (1):

$$S_{\text{дднт1}} = 25 \times 1,16 = 29 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{дднт2}} = 25 \times 1,25 = 31,25 \text{ МВА}.$$

Перспективная мощность нагрузки ($S_{\text{персп}}$) рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{персп}} = S_{\text{факт}} + S_{\text{тунаТП}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{факт}}$ – максимальная мощность нагрузки ПС за режимный день, равная 29,42 МВА;

$S_{\text{тунаТП}}$ – суммарная нагрузка новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение, с учетом коэффициентов набора, равная 1,992 МВА.

Перспективная мощность нагрузки в соответствии с формулой (2) составит:

$$S_{\text{персп}} = 29,42 + 1,992 = 31,412 \text{ МВА}.$$

Решение о необходимости замены существующих нагрузочных трансформаторов на трансформаторы с большей номинальной мощностью принимается при выполнении следующих условий:

$$S_{\text{дднт}} < S_{\text{персп}};$$

$$29 \text{ МВА} < 31,412 \text{ МВА};$$

$$31,25 \text{ МВА} < 31,412 \text{ МВА}.$$

Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Необходима замена Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Переславль на трансформаторы большей мощности.

Выбор мощности вновь устанавливаемых трансформаторов ($S_{\text{ном.тр-ра}}$) осуществляется исходя из необходимости обеспечения отсутствия превышения величиной перспективной нагрузки номинальной мощности трансформаторов.

С учетом вышеизложенного необходима замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Центр».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Толга.

В СиПР Ярославской области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Толга по итогам контрольных замеров, проведенных 16.12.2020 при ТНВ -4,1 °С, составила 25,75 МВА.

Характеристики трансформатора Т-1: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1976 год (срок эксплуатации – 45 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100.

Характеристики трансформатора Т-2: ТДТНГ-15000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1963 год (срок эксплуатации – 58 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] длительно допустимая нагрузка (Т-1 – 117 %, Т-2 – 117 %) определяется для ТНВ -3 °С методом линейной интерполяции для продолжительности 24 часа в связи с отсутствием возможности спрогнозировать время, необходимое для устранения фактического повреждения, и рассчитывается по формуле (1):

$$S_{\text{дднт1}} = 25 \times 1,17 = 29,25 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{дднт2}} = 15 \times 1,17 = 17,55 \text{ МВА}.$$

Суммарная нагрузка новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ Толга в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение, с учетом коэффициентов набора – 0,853 МВА.

Перспективная мощность нагрузки в соответствии с формулой (2) составит:

$$S_{\text{персп}} = 25,75 + 0,853 = 26,6 \text{ МВА}.$$

Решение о необходимости замены существующих нагрузочных трансформаторов на трансформаторы с большей номинальной мощностью принимается при выполнении следующего условия:

$$S_{\text{дднт2}} < S_{\text{персп}}.$$

Условие выполняется для трансформатора Т-2. Таким образом, необходима замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Толга на трансформатор большей мощности. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Выбор мощности вновь устанавливаемых трансформаторов осуществляется исходя из необходимости обеспечения отсутствия превышения величиной перспективной нагрузки номинальной мощности трансформаторов.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×15 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «Рыбинская городская электросеть».

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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

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 Ярославской 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 Ярославской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8578	8693	8701	8723	8747	8793
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	115	8	22	24	46
Годовой темп прироста, %	–	1,34	0,09	0,25	0,28	0,53

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ярославской области прогнозируется на уровне 8793 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 115 млн кВт·ч или 1,34 %, наименьший прирост ожидается в 2025 году и составит 8 млн кВт·ч или 0,09 %.

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

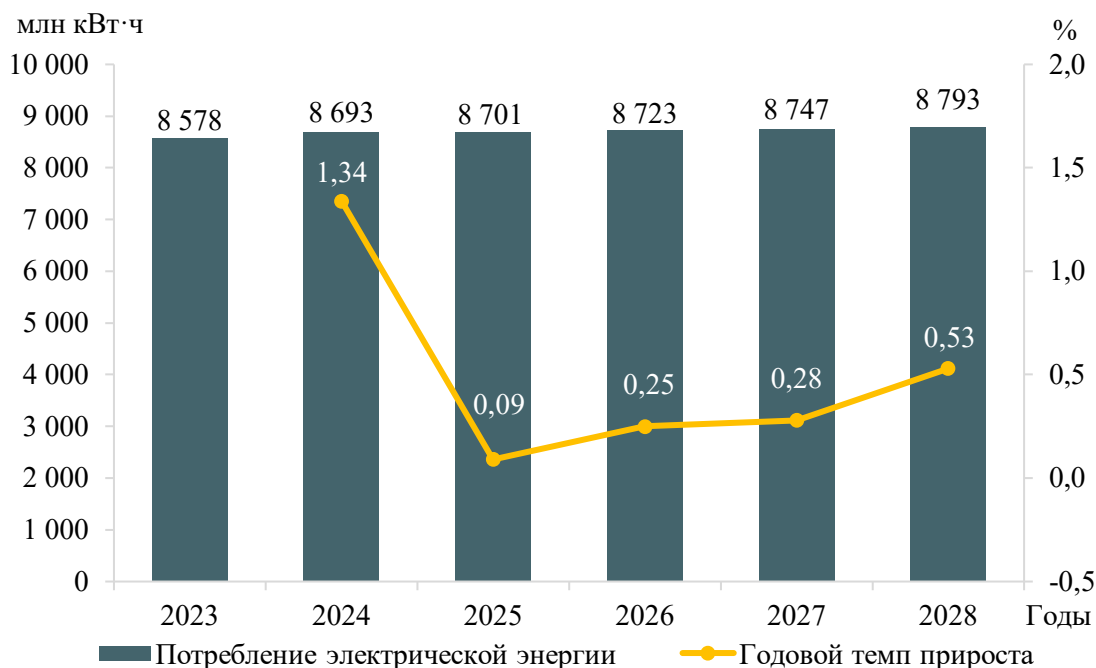


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличение объемов перекачки газа на ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- снижением потребления в машиностроительном производстве;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской 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 Ярославской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1430	1445	1449	1452	1456	1460
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	15	4	3	4	4
Годовой темп прироста, %	–	1,05	0,28	0,21	0,28	0,27
Число часов использования максимума потребления мощности	5999	6016	6005	6008	6008	6023

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2028 году прогнозируется на уровне 1460 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 15 МВт или 1,05 %, что обусловлено планируемым вводом предприятия ООО «Дата центр», наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 0,21 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6023 час/год.

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

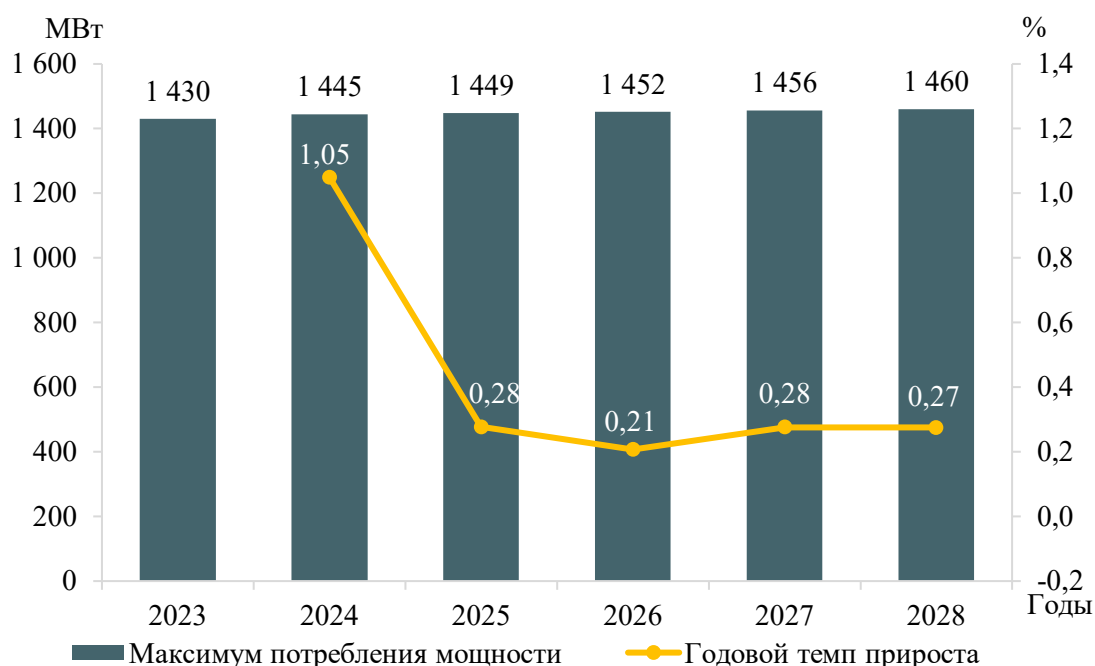


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ярославской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2028 году составит 1584,7 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ярославской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 8. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Ярославской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 8 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Ярославской области	1574,7	1574,7	1574,7	1584,7	1584,7	1584,7
ГЭС	506,6	506,6	506,6	516,6	516,6	516,6
ТЭС	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2

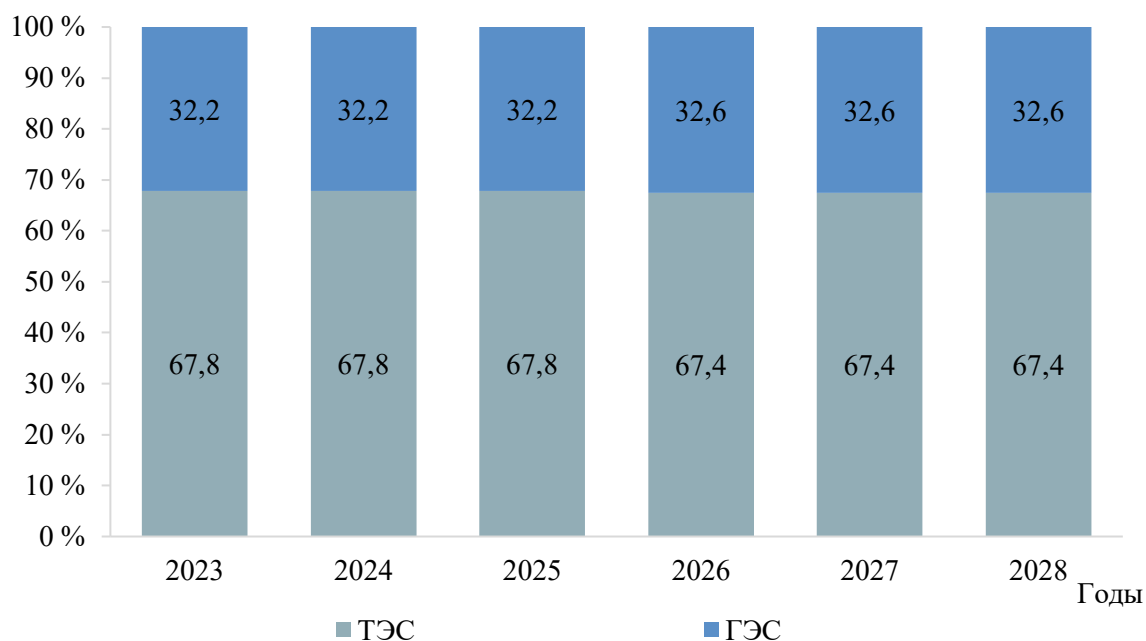


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ярославской 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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ярославской области не требуются.

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 Ярославской области

Мероприятия 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 Ярославской области, отсутствуют.

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 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.

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 28.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 35@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 23@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ярославской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ярославской 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 Ярославской области оценивается в 2028 году в объеме 8793 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,37 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2028 году увеличится и составит 1460 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,01 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5999–6023 час/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ярославской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2028 году составит 1584,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 120 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2023–2027 годы : утверждена Указом Губернатора Ярославской области от 28 апреля 2022 г. № 102. – Текст : электронный. – URL: https://nra.yarregion.ru/_layouts/WordViewer.aspx?id=/DocLib/O%20Программе%20развития%20электроэнергетики%20Ярославской%20области%20н%20_%20№102%2028.04.2022.docx (дата обращения: 28.09.2022).

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года на территории Ярославской области

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 Ярославской области													
Рыбинская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ20-В-900	-	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		2	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		4	ПЛ-20/811-В-900		63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	
		5	ПЛ20-В-900		55,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Перемаркировка 28.06.2022
		6	ПЛ-20/811-В-900		63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	
Установленная мощность, всего		-	-		376,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4		
Угличская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	К-91-ВБ-900 (ПЛ20-В-900)	-	55,0	55,0	55,0	55,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2026 г.	
		2	Поворотно-лопастная вертикальная турбина Kaplan		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		-	-		120,0	120,0	120,0	120,0	130,0	130,0	130,0		
Ярославская ТЭЦ-3	ПАО «ТГК-2»												
		1	ПТ-65/75-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		2	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		4	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		5	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
Установленная мощность, всего		-	-		260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0		
Ярославская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»												
		2	ПР-20-90/1,2	Газ, мазут	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		4	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	Тп-115/125-130-1тп		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
Установленная мощность, всего		-	-		245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0		
Ярославская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-2»												
		3	ПТ-14,5-90/10М	Газ, мазут	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3		
		7	ПТ-10,41-90/8,8/1,0		10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3		
Установленная мощность, всего		-	-		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6		
ТЭЦ «Сатурн» (ТЭЦ машинный зал КТЦ ГТЭС-6 МВт)	ПАО «ОДК-Сатурн»												
		1	Р6-35/10м-1	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ГТА-6РМ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		3	АР-4-6		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
Установленная мощность, всего		-	-		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
ГТЭС «Сатурн» (ГТЭС-12 МВт)	ПАО «ОДК-Сатурн»												
		1	ТК-6-2РУЗ	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ТК-6-2РУЗ		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		
ТЭЦ Ярославский технический углерод	АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю.Орлова»												
		1	ЕК 49/8/14,5	Газ	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
		2	ЕК 49/8/14,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	ТГ8.0/6,3-К2,2		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Хоробровская МГЭС	ООО «Хоробровская ГЭС»											
		1	ОВ 16-110МБК	–	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		2	ОВ 16-110МБК		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Установленная мощность, всего		–	–		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Тугаевская ПГУ	АО «Тугаевская ПГУ»											
		Г-1, Г-2, Г-5	ПГУ-1	Газ	23,0							Вывод из эксплуатации 01.11.2022
		Г-4, Г-3, Г-6	ПГУ-2		21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	
Ярославская ТЭС	ООО «ХУАДЯНЬ-ТЕНИНСКАЯ ТЭЦ»											
		ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3	ПГУ	Газ	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	
Мини-ТЭЦ ЭКО	ООО «ЭКО»			Газ								
		1	КГУ Petra 750			0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	Присоединение 01.11.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	

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 Ярославской 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	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,40	114,41
2	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	116,47	116,47

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.