

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

КУРСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курской 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.....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
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).....	13
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.....	13
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	13
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	13
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	14
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	16
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	16
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.....	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	23
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Курской области.....	23
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	25
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	27
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	28
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	29
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	30
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	33

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)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -23 °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 23 °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 -23 °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 23 °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 +19 °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 19 °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 +19 °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 19 °С</p>
<p>ЛЭП</p>	<p>– линия электропередачи</p>
<p>Минэнерго России</p>	<p>– Министерство энергетики Российской Федерации</p>
<p>МЭС</p>	<p>– магистральные электрические сети</p>
<p>н/д</p>	<p>– нет данных</p>
<p>ОРУ</p>	<p>– открытое распределительное устройство</p>
<p>ПАР</p>	<p>– послеаварийный режим</p>
<p>ПС</p>	<p>– (электрическая) подстанция</p>
<p>РДУ</p>	<p>– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление</p>

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
ТЭС	–	тепловая электростанция
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
яч.	–	ячейка
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Курской 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 Курской 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, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Курской 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 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 Курской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ.

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

- филиал ПАО «Россети» – Черноземное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Белгородской, Курской и Орловской областей;
- филиал ПАО «Россети Центр» – «Курскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Курской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курской области

Энергосистема Курской области связана с энергосистемами:

- Орловской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., КВЛ – 1 шт.; ВЛ 35 кВ – 1 шт.
- Белгородской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- Липецкой области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Брянской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Курской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	355
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская АЭС» (собственные нужды)	298
Более 10 МВт	
ООО «Курскхимволокно»	12

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области на 01.01.2022 составила 3270,7 МВт, в том числе: АЭС – 3000,0 МВт, ТЭС – 270,7 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 Курской области, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4270,7	–	1000,0	–	–	3270,7
АЭС	4000,0	–	1000,0	–	–	3000,0
ТЭС	270,7	–	–	–	–	270,7

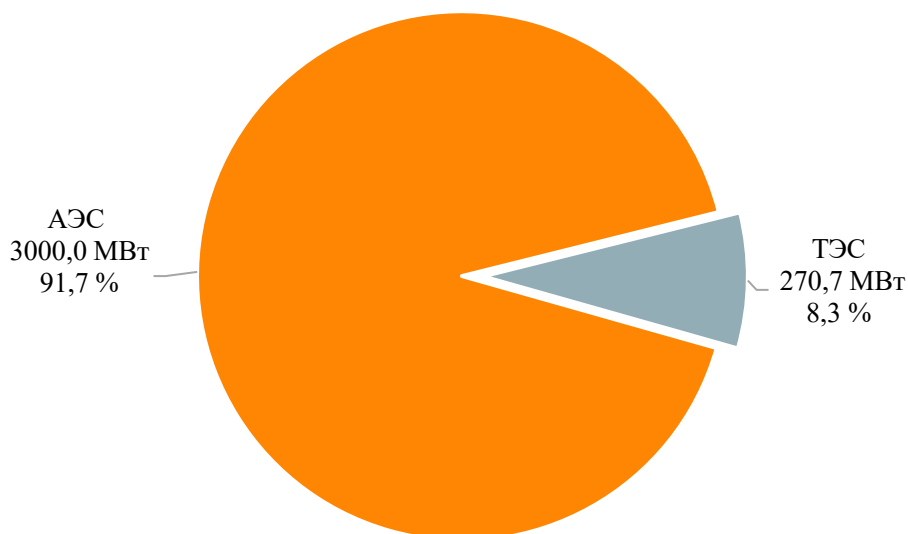


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8794	8591	8502	8640	8961
Годовой темп прироста, %	1,30	-2,31	-1,04	1,62	3,72
Максимум потребления мощности, МВт	1269	1228	1184	1246	1245
Годовой темп прироста, %	0,79	-3,23	-3,58	5,24	-0,08
Число часов использования максимума потребления мощности	6930	6996	7181	6934	7198
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	08.02 10:00	20.12 18:00	21.12 18:00	24.12 10:00	17.11 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,6	-10,2	-0,3	-4,7	-3,5

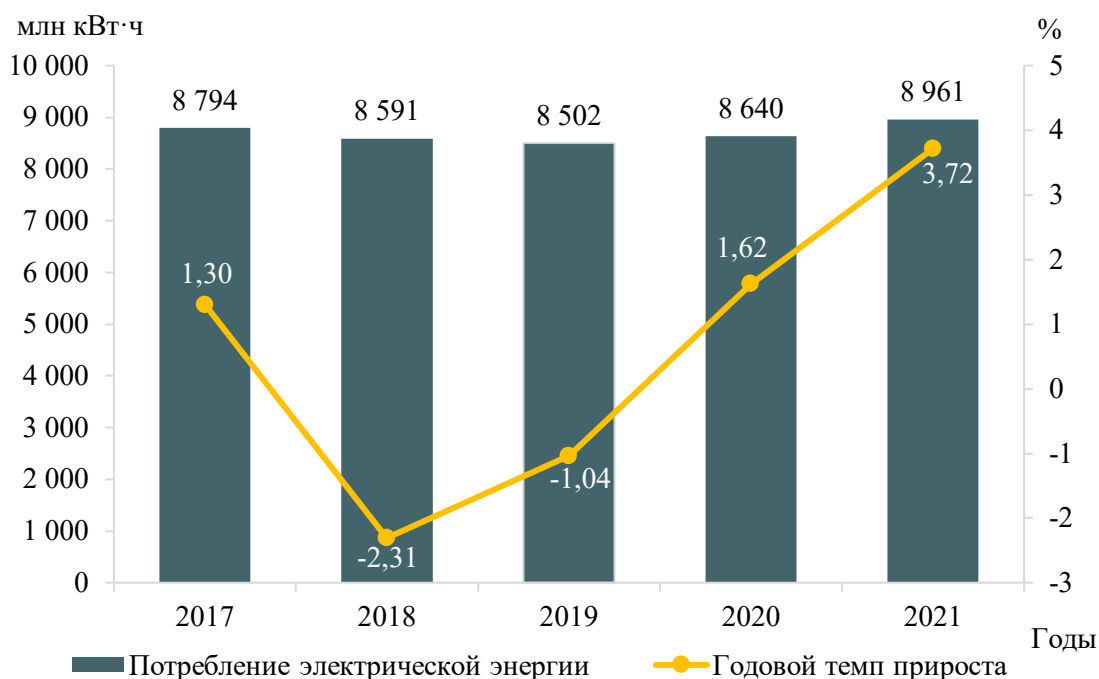


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

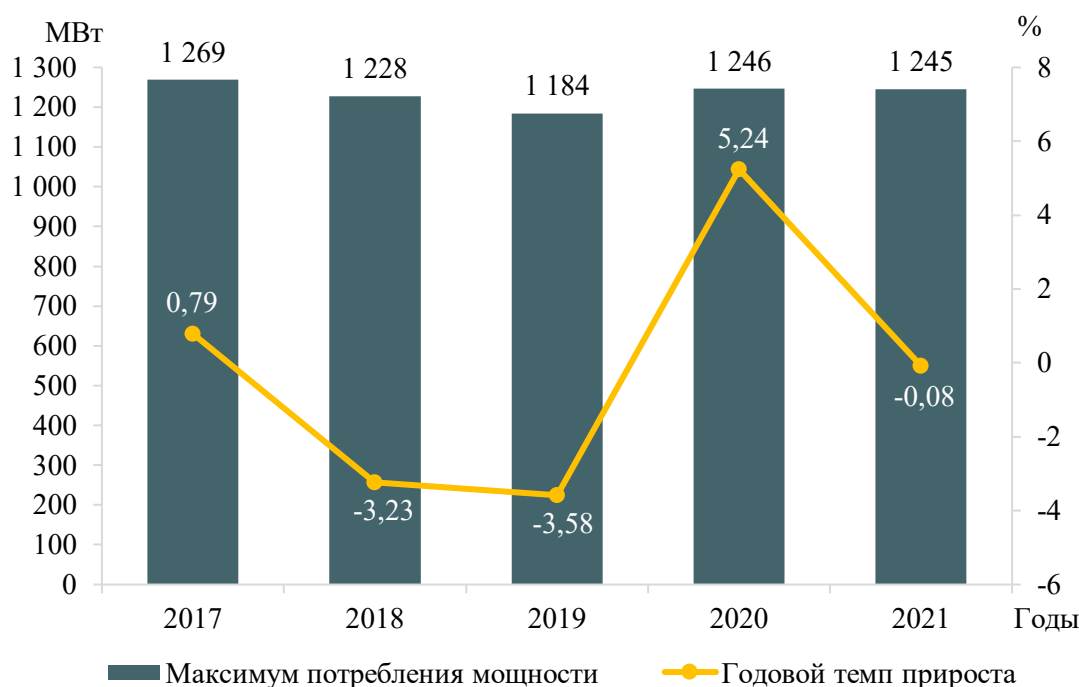


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Курской области увеличилось на 280 млн кВт·ч и составило в 2021 году 8961 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,64 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,72 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2018 году и составило -2,31 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Курской области снизился на 15 МВт и составил 1245 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,22 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,24 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности, равное -3,58 %, наблюдалось в 2019 году и было обусловлено, главным образом, режимом работы Курской АЭС (в 2019 году все четыре энергоблока не находились одновременно в работе ни одного дня), а также более высокими ТНВ в день прохождения максимума потребления мощности.

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

- режимом работы генерирующего оборудования Курской АЭС;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления предприятием по добыче и обогащению железной руды АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции.

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 Курской области приведен в таблице 4.

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	КВЛ 110 кВ Южная – Мираторг	ПАО «Россети Центр»	2020	0,21
2	110 кВ	КВЛ 110 кВ Курская – Мираторг	ПАО «Россети Центр»	2021	17,62
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Железногорская – Мираторг	Абонентская	2021	46

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Курской 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

ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный.

Согласно решениям Распоряжения Правительства РФ от 30 сентября 2018 г. № 2101-р (изменения от 20.02.2021) планируется строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный.

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети».
Срок реализации мероприятий – 2028 год.

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

В СиПР Курской области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Высокая с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

На ПС 110 кВ Высокая установлено два силовых трансформатора установленной мощностью по 16 МВА каждый.

Максимальная допустимая нагрузка центра питания, с учетом температуры окружающей среды зимнего замера 2017 года составляет 20 МВА (с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки – 1,25).

По результатам зимнего замера 2017 года, на ПС 110 кВ Высокая зафиксирована нагрузка в объеме 24,233 МВА, соответственно можно сделать вывод о необходимости реконструкции данного центра питания с увеличением установленной мощности трансформаторов.

Величина перспективной нагрузки $S_{персп}$ трансформаторов, через обмотки которых исключен транзитный переток по шунтирующим электрическим связям 35 кВ и выше, определяется по формуле:

$$S_{персп}^{ТР} = S_{нагр} + \sum S_{ту} + S_{пер}, \quad (1)$$

где $S_{нагр}$ – величины их фактической нагрузки, которая определяется как наибольшая величина нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения на объектах электросетевого хозяйства за пятилетний ретроспективный период при температуре наружного воздуха дня контрольного замера. Максимум загрузки трансформаторов в объеме 24,233 МВА зарегистрирован в режимный день 20.12.2017;

$S_{ту}$ – объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям с учетом коэффициентов набора. На текущий момент действующие ТУ отсутствуют;

$S_{пер}$ – прироста нагрузки в результате перераспределения мощности с других центров питания. Возможность перераспределения нагрузки отсутствует.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 24,233 + 0 + 0 = 24,233 \text{ МВА.}$$

Ближайшая мощность по стандартному ряду – 25 МВА – выбираем 25 МВА
Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети Центр».

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 электрической энергии и мощности

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 5 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Курской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 5– Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Завод по производству горячебрикетированного железа	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	0	100	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 330 кВ Железногорская
Более 10 МВт							
2	Многоэтажная жилая застройка	ООО СЗ «Стройдом-Инвест»	6,1	6,9	6	2022 с поэтапным набором мощности до 2024	Курская ТЭЦ-1

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8587	8762	9273	9787	10037	10416
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	175	511	514	250	379
Годовой темп прироста, %		2,04	5,83	5,54	2,55	3,78

Потребление электрической энергии по энергосистеме Курской области прогнозируется на уровне 10416 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,17 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 и 2026 годах и составит 511 млн кВт·ч и 514 млн кВт·ч или 5,83 % и 5,54 % соответственно, наименьший прирост ожидается в 2024 году и составит 175 млн кВт·ч или 2,04 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Курской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 5.

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

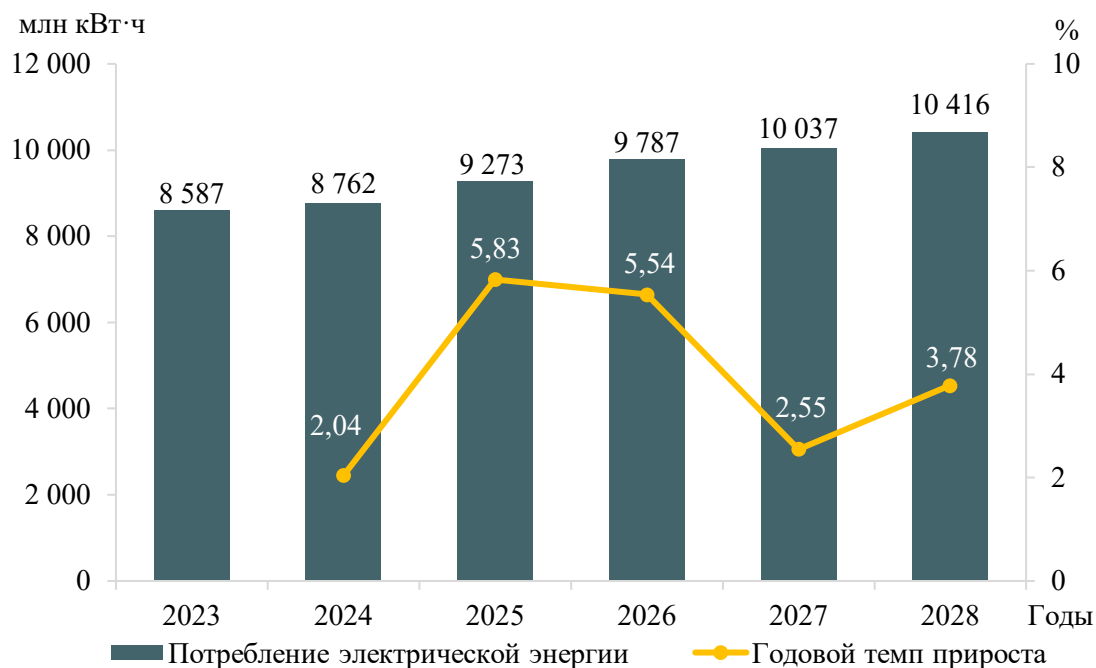


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- расширением производства на действующих промышленных предприятиях;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- выводом из эксплуатации энергоблока №2 Курской АЭС и вводом в эксплуатацию энергоблока №1 и №2 Курской АЭС-2.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курской 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 Курской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1239	1291	1480	1523	1577	1580
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	52	189	43	54	3
Годовой темп прироста, %	–	4,20	14,64	2,91	3,55	0,19
Число часов использования максимума потребления мощности	6931	6787	6266	6426	6365	6592

Максимум потребления мощности энергосистемы Курской области к 2028 году прогнозируется на уровне 1580 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,46 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 189 МВт или 14,64 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 3 МВт или 0,19 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к разуплотнению. Число часов использования максимума потребления мощности к 2028 году прогнозируется на уровне 6592 час/год.

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

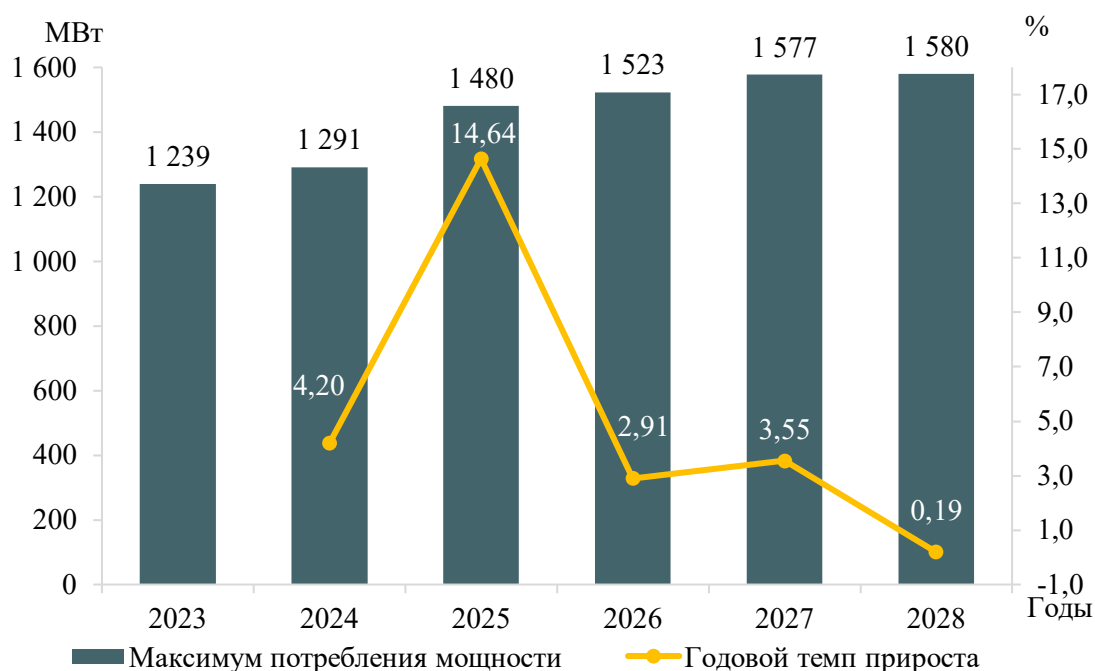


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в 2023–2028 годах составляют 1000 МВт. На атомных электростанциях планируется вывести из эксплуатации энергоблок № 2 установленной мощностью 1000 МВт на Курской АЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Курской области представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Курской области	–	1000	–	–	–	–	1000
АЭС	–	1000	–	–	–	–	1000

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 2400 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Курской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Курской области	–	–	1200	–	1200	–	2400
АЭС	–	–	1200	–	1200	–	2400

Развитие атомной энергетики в период 2023–2028 годов предусматривается на площадке Курской АЭС в Курской области с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области в 2028 году составит 4670,7 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Курской области не претерпит существенных изменений.

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

Таблица 10 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Курской области	3270,7	2270,7	3470,7	3470,7	4670,7	4670,7
АЭС	3000,0	2000,0	3200,0	3200,0	4400,0	4400,0
ТЭС	270,7	270,7	270,7	270,7	270,7	270,7

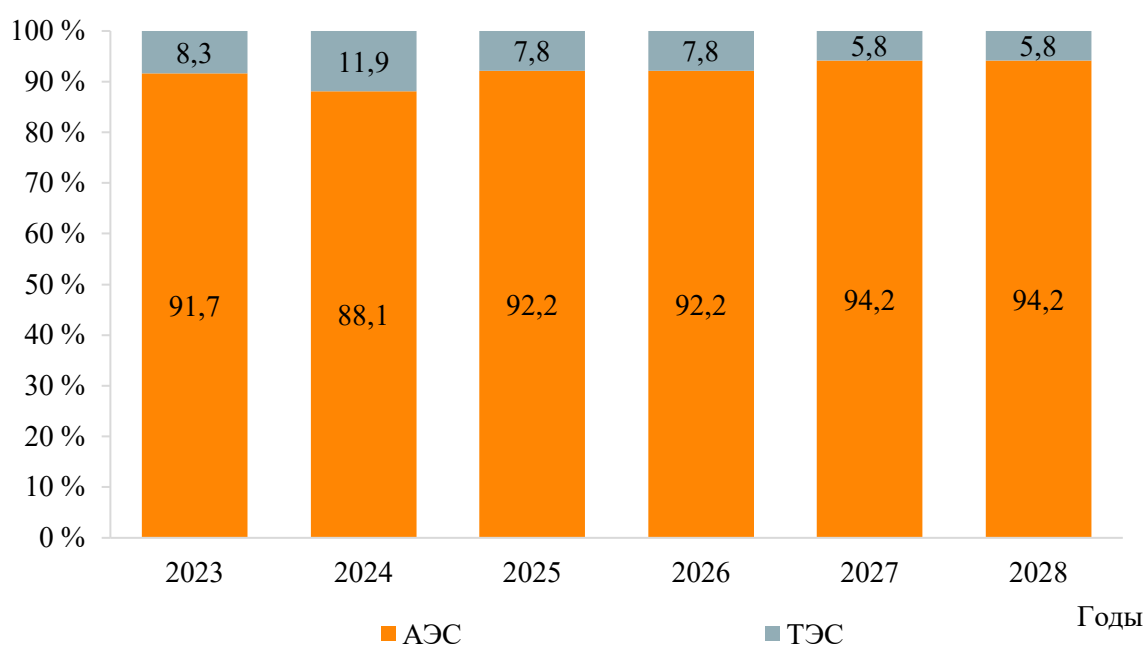


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Курской 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 Курской 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 Курской области

В таблице 11 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 Курской области.

Таблица 11 – 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 Курской 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 ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности строительства блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока № 1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км	ПАО «Россети»	750	км	2,17	–	–	–	–	–	2,17	Обеспечение схемы выдачи мощности блока №1 Курской АЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	–	1200
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железнодорожная в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	–	2×1	–	–	–	–	2				
3	Реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 5 км	АО «Концерн Росэнергоатом»	330	км	–	5	–	–	–	–	5				
4	Строительство заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый	АО «Концерн Росэнергоатом»	330	км	–	2×10	–	–	–	–	20				
5	Строительство ПС 110 кВ № 47 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»)	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	346	18
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Железнодорожная – Тяга № 3 и ВЛ 110 кВ Железнодорожная – Тяга № 4 до ПС 110 кВ № 47 ориентировочной протяженностью 0,53 км каждая		110	км	–	2×0,53	–	–	–	–	1,06				
7	Строительство ПС 110 кВ ГПП-5 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый		110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126				
8	Строительство двух ВЛ 110 кВ Железнодорожная – ГБЖ № 1, ВЛ 110 кВ Железнодорожная – ГБЖ № 2 до ПС 110 кВ ГПП-5 ориентировочной протяженностью 2,3 км каждая		110	км	–	2×2,3	–	–	–	–	4,6				
9	Строительство ПС 110 кВ ГПП-4 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый		110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126				
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Железнодорожная – ГОК № 7 и ВЛ 110 кВ Железнодорожная – ГОК № 8 до ПС 110 кВ ГПП-4 ориентировочной протяженностью 6 км каждая		110	км	2×6	–	–	–	–	–	12				41

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 [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, приведен в таблице 12.

Таблица 12 – 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	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	–	х	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 22.02.2023 № НШ-57пр
2	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 145 км	ПАО «Россети»	330	км	145	–	–	–	–	–	145	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая с заменой двух трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	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 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 Курской 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 изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) 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;

4) 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@.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Курской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Курской 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 Курской области оценивается в 2028 году в объеме 10416 млн кВт ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,17 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Курской области к 2028 году увеличится и составит 1580 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,46 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Курской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6266–6931 час/год, в 2028 году этот показатель прогнозируется на уровне 6592 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в 2023–2028 годах составляют 1000 МВт на Курской АЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 2400 МВт за счет ввода на площадке Курской АЭС двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области в 2028 году составит 4670,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 191,83 км, трансформаторной мощности 334 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и Программа развития электроэнергетики Курской области на 2023–2027 годы : утверждены Распоряжением Губернатора Курской области от 29 апреля 2022 г. № 138-рг «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Курской области на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <https://kursk.ru/residents/page-177594/> (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).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Курской области												
Курская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо								
		2	РБМК-1000		1000,0	1000,0						Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		3	РБМК-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		4	РБМК-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
Установленная мощность, всего					3000,0	3000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	
Курская АЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо								
		1	ВВЭР-ТОИ				1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		2	ВВЭР-ТОИ						1200,0	1200,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего							1200,0	1200,0	2400,0	2400,0		
Курская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»			Газ, уголь донецкий, мазут								
		3	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	ПТ-65/75-90/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего					125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	
Курская ТЭЦ-4	ПАО «Квадра»			Газ, мазут								
		1	Р-6-35/10		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Установленная мощность, всего					4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
ТЭЦ Кривецкого сахарного завода	ООО «ГК «Русагро» (ОАО «Кривец-сахар»)			Газ								
		1	Р-6-35/3,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	Р-6-35/3,5		6,0	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 Золотухинского сахарного завода (ТЭЦ ЗЛТ)	ООО «ГК «Продимекс» (ООО «КурскСахарПром» филиал Золотухинский)			Газ								
		1	Р-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	Р-6-35		6,0	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	
Курская ТЭЦ СЗР	ПАО «Квадра»			Газ, мазут								
		1, 2, 3	ПГУ		116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9
Установленная мощность, всего					116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	

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 Курской 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	Курской области	Курская область	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	–	х	х	2028	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр	8265,00	4549,32
2	Курской области	Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 145 км	ПАО «Россети»	330	км	145	–	–	–	–	–	145	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ 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	Курской области	Курская область	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая с заменой двух трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	86,69	79,74

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.