

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области.....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	12
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	17
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	18
2.3.2 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.	18
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	19
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	19

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	21
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	23
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	25
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Белгородской области	27
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	31
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	32
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	33
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	34
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	35
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	37
	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	39

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГТ ТЭЦ	–	газотурбинная теплоэлектроцентраль
ГТУ	–	газотурбинная установка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +20 °С; Макс лето	–	режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, 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 среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение

ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЦП	–	центр питания
ЮЗЭЭБО	–	Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Белгородской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 Белгородской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Белгородской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

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

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Белгородской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ и обслуживает территорию Белгородской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Белгородской 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 Орловской, Курской и Белгородской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Белгородской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области

Энергосистема Белгородской области связана с энергосистемами:

– Курской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Воронежской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 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 Белгородской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Белгородской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	559,0
АО «Лебединский ГОК»	472,0
АО «Стойленский ГОК»	238,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «Гринхаус»	40,0
ЗАО «Осколцемент»	26,0
АО «Комбинат КМАруда»	26,0
АО «ЭФКО»	22,0
ЗАО «Завод Премиксов №1»	20,0
ООО «БЗС «Монокристалл»	16,0
ООО «Яковлевский ГОК»	16,0
АО «ОЗММ»	13,0
ООО «БЕЛГОРМАШ-БЗЭМ», площадка Мичуринская	13,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Приосколье»	13,0
ЗАО «СК Короча»	12,0
ЗАО «Белгородский цемент»	11,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области на 01.01.2023 составила 235,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Белгородской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	229,2	12,0	–	-6,2	–	235,0
ТЭС	229,2	12,0	–	-6,2	–	235,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Белгородской области приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15906	15940	15937	16335	16092
Годовой темп прироста, %	1,67	0,21	-0,02	2,50	-1,49
Максимум потребления мощности, МВт	2244	2214	2260	2353	2344
Годовой темп прироста, %	1,08	-1,34	2,08	4,12	-0,38
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7088	7200	7052	6942	6865
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 10:00	22.11 18:00	25.12 17:00	21.01 10:00	20.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,2	-9,0	-6,3	-15,6	-10,6

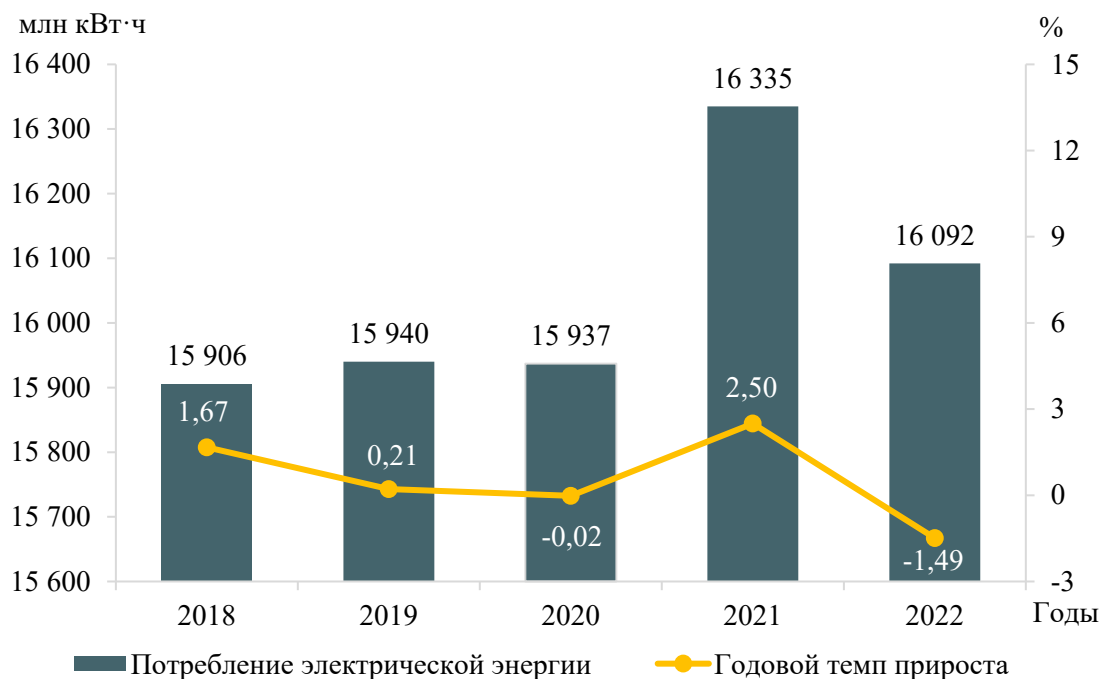


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

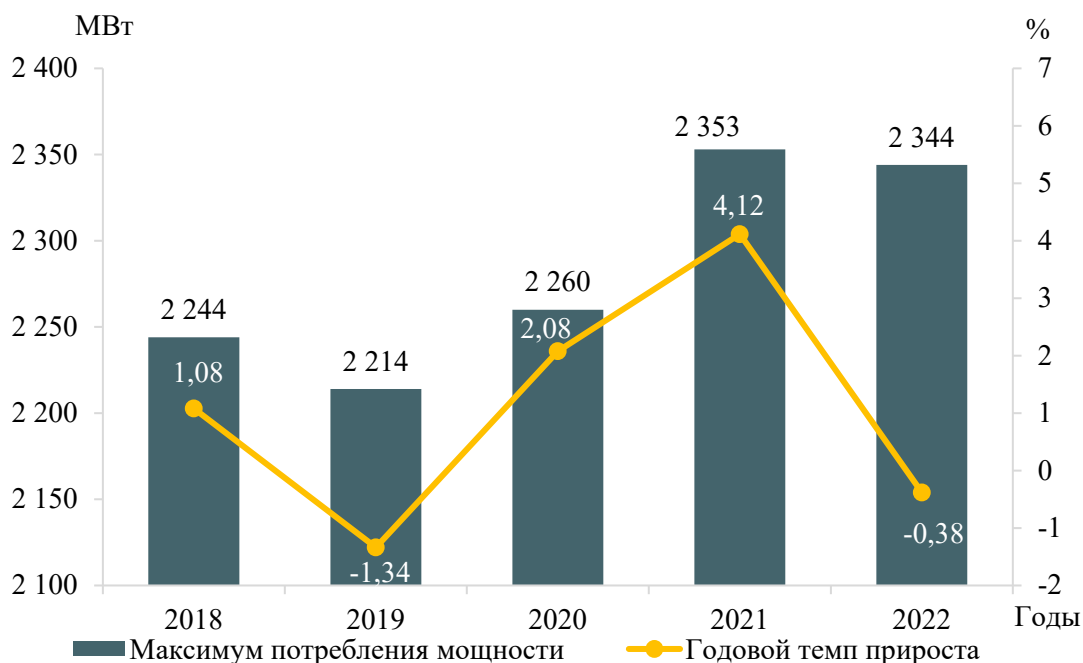


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Белгородской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области увеличилось на 447 млн кВт·ч и составило в 2022 году 16092 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,57 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,50 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 1,49 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области вырос на 124 МВт и составил 2344 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,09 % за период 2018–2022 годов.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,12 % в 2021 году, что обусловлено, в основном, самой низкой ТНВ в рассматриваемом периоде и послаблением ограничительных эпидемиологических мер; наибольшее снижение мощности составило -1,34 % в 2019 году, что было обусловлено влиянием температурного фактора (на фоне повышения среднеквартальной температуры в энергосистеме).

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

- ростом потребления горнодобывающей промышленности и металлургического комплекса на период до 2021 года с последующим снижением в 2022 году;
- увеличением потребления в сельскохозяйственном производстве, в том числе вводом нового тепличного комплекса ООО «Гринхаус»;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Белгородской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Белгородской 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 ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) I цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) II цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
3	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда I цепь	Абонентская	2019	9,5 км
4	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда II цепь	Абонентская	2019	9,3 км
5	110 кВ	Включение отпайки на ПС 110 кВ Шебекино ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	2020	0,73 км
6	110 кВ	Включение отпайки на ПС 110 кВ Шебекино ВЛ 110 кВ Южная – Шебекино с отпайками отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	2020	–

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	330 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	2018	200 МВА
2	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Губкин	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар
3	330 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	250 МВА
4	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар
5	330 кВ	Замена оборудования мощностью 250 МВА на новое, мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2022	200 МВА
6	330 кВ	Установка четвертого автотрансформатора на ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	2022	200 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 Белгородской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится ЮЗЭЭБО.

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в ЮЗЭЭБО.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций ЮЗЭЭБО

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская), переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП активной мощности, определяемый критериями нормального режима, на величину до 293 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт</p>	<p>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</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>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</p>

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-9,6
	20.06.2018	23,2
2019	18.12.2019	3,5
	19.06.2019	22,6
2020	16.12.2020	-1,5
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	-1,3
	16.06.2021	19,8
2022	21.12.2022	-1,1
	15.06.2022	17

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 АО «Стойленский ГОК»

Рассмотрены предложения АО «Стойленский ГОК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ ГПП-07	110/6	Т-1	ТРДН-110/6 40000	115/6,5	40	1991	75	28,2	27,4	29,4	27,6	28,4	26,9	27,1	27,9	6,6	28,7	0
			Т-2	ТРДН-110/6 40000	115/6,5	40	1982	75	8,9	7,5	8,1	8,6	9,4	32,0	6,5	8,7	11,9	9,4	
			Т-3	ТРДН-110/6 40000	115/6,5	40	1988	75	25,5	23,4	25,5	25,6	24,3	24,4	23,3	23,6	15,1	24,6	
			Т-4	ТРДН-110/6 40000	115/6,5	40	1982	75	25,2	26,8	25,5	25,2	26,8	23,8	24,0	24,0	24,0	24,9	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ГПП-07	Т-1	ТРДН-110/6 40000	1991	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-110/6 40000	1982	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-110/6 40000	1988	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТРДН-110/6 40000	1982	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ ГПП-07	2018	107,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1	107,1

ПС 110 кВ ГПП-07.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 107,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 91,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +23,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,97.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ ГПП-07 отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{персп}^{ТР} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_{наб} + S_{доп} - S_{срм}, \quad (1)$$

где $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 107,1 + 0 + 0 - 0 = 107,1 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 91,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Стойленский ГОК» (реконструкция ПС 110 кВ ГПП-07 с заменой трансформаторов 4×40 МВА на 4×63 МВА).

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Белгородской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Белгородской области, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Белгородской области приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Белгородской области

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с переносом на новую площадку и заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	2×32 МВА	2025	ПАО «Россети Центр»
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Короча – Скородное на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,687 км	0,687 км	2025	ПАО «Россети Центр»
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шеино – Короча на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,992 км	0,992 км	2025	ПАО «Россети Центр»

2.3.2 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, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Белгородской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Белгородской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО «ТКБ»	0,0	70	110	2025	ПС 330 кВ Белгород
Более 10 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15950	16334	16483	16604	16672	16870	17163
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	384	149	121	68	198	293
Годовой темп прироста, %	–	2,41	0,91	0,73	0,41	1,19	1,74

Потребление электрической энергии по энергосистеме Белгородской области прогнозируется на уровне 17163 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,92 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 384 млн кВт·ч или 2,41 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 68 млн кВт·ч или 0,41 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

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



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

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

- развитием действующих промышленных предприятий, наибольший прирост ожидается в добыче и переработке полезных ископаемых и производстве строительных материалов;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2300	2328	2371	2403	2407	2426	2475
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	28	43	32	4	19	49
Годовой темп прироста, %	–	1,22	1,85	1,35	0,17	0,79	2,02
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6935	7016	6952	6910	6926	6954	6935

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2475 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 49 МВт или 2,02 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 4 МВт или 0,17 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу прогнозируется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума в рассматриваемый прогнозный период немного уменьшится и к 2029 году составит 6935 ч/год против 7016 ч/год в 2024 году.

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

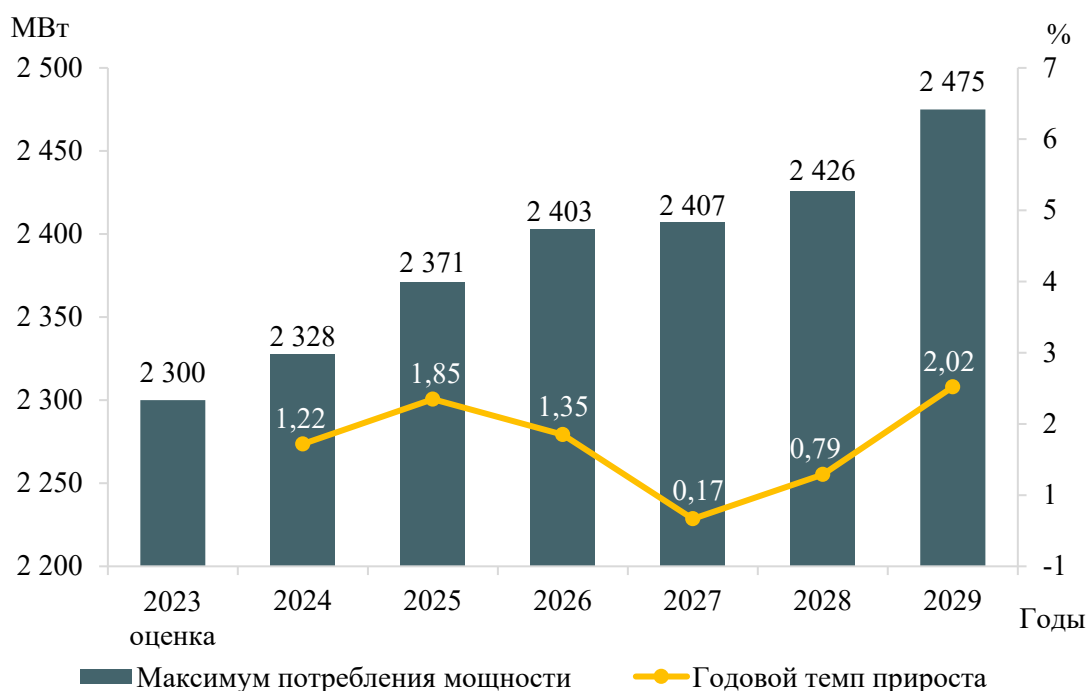


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Белгородской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области к 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 235 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Белгородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Белгородской области	235	235	235	235	235	235	235
ТЭС	235	235	235	235	235	235	235

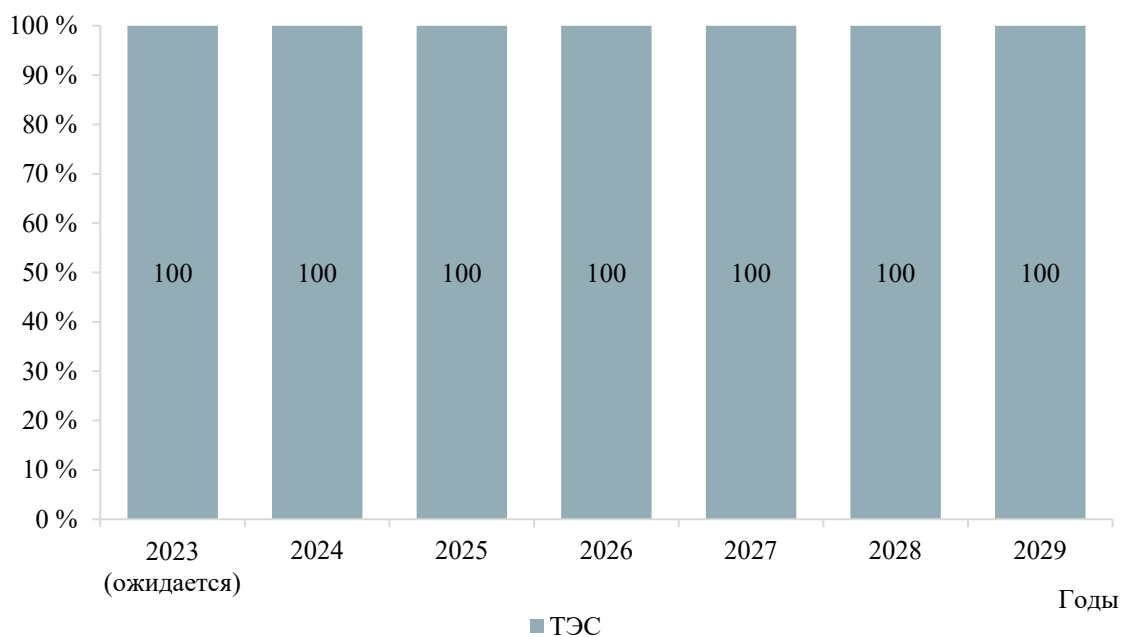


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Белгородской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»

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 Белгородской области

В таблице 17 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 Белгородской области.

Таблица 17 – 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 Белгородской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Слобода с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Еда будущего»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Еда будущего»	ООО «Еда будущего»	–	9,6
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка до ПС 110 кВ Слобода ориентировочной протяженностью 0,15 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	0,15	–	–	–	–	–	–	0,15				
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар до ПС 110 кВ Слобода ориентировочной протяженностью 0,15 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	0,15	–	–	–	–	–	–	0,15				
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гринхаус с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Гринхаус»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гринхаус»	ООО «Гринхаус»	44	44
5	Строительство ПС 110/10 кВ ТК Белогорья с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Тепличный комплекс Белогорья»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Белогорья»	ООО «ТК Белогорья»	–	70
6	Строительство ВЛ 110 кВ Белгород – ТК Белогорья I цепь и ВЛ 110 кВ Белгород – ТК Белогорья II цепь ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ООО «Тепличный комплекс Белогорья»	110	км	2×10	–	–	–	–	–	–	20				
7	Строительство ПС 110 кВ Жемчужина с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	–	32,8
8	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1 до ПС 110 кВ Жемчужина ориентировочной протяженностью 3,1 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	3,1	–	–	–	–	–	–	3,1				
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2 до ПС 110 кВ Жемчужина ориентировочной протяженностью 3,3 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	3,3	–	–	–	–	–	–	3,3				
10	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»			

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с переносом на новую площадку и заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	–	2×32	–	–	–	–	64	Реновация основных фондов
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Короча – Скородное на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,687 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,687	–	–	–	–	0,687	Реновация основных фондов
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шеино – Короча на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,992 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,992	–	–	–	–	0,992	Реновация основных фондов

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Белгородской области, 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 Белгородской 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 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Белгородской области реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, включенные в схему и программу развития электроэнергетических систем России, в полном объеме включены в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Белгородской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Белгородской области, 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 в электрической энергии по энергосистеме Белгородской области оценивается в 2029 году в объеме 17163 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,92 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2475 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,78 %.

Число часов использования максимума потребления мощности в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6910–7016 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Белгородской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области в 2029 году составит 235 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Белгородской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 173,379 км, трансформаторной мощности 297 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

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 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Белгородской области														
Белгородская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	1	ГТУ LM2500+HSPT	Газ, мазут	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
		2	ГТУ LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Губкинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	1	P-9-37/0,5	Газ, уголь кузнецкий ДМСШ, черемховский	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
		3	P-10-35/1,2		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	P-12-3,4/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
ГТУ ТЭЦ «Луч»	ПАО «Квадра»	1	LM2500+HSPT	Газ	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
		2	LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	1	ГТ-009	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТ-009		6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Установленная мощность, всего		–	–		–	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
ТЭЦ Валуйкисахар (ПП Валуйки)	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	ТР-6/3-1	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-12-35/5M		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ТЭЦ Дмитротарановского сахарного завода	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	P-6-35/5M-1	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-6-35/5M-1		6,0	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	12,0	12,0
ТЭЦ сахарного комбината «Большевик»	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	АПР-6-5(10)	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-6-35/5M		6,0	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	12,0	12,0
ТЭЦ Краснояружский сахарник	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	P-6-35/5M	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-6-35/5M		6,0	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	12,0	12,0

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ «Ника» (ТЭУ «Ника»)	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	P-6-35/5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5M		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	12,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Белгородской 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Белгородской области	Белгородская 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	8265,00	4549,32
2	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с переносом на новую площадку и заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	–	2×32	–	–	–	–	64	2025	Реновация основных фондов	1086,38	950,45
3	Белгородской области	Белгородская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Короча – Скородное на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,687 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,687	–	–	–	–	0,687	2025	Реновация основных фондов	12,29	12,14

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
4	Белгородской области	Белгородская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шеино – Короча на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,992 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,992	–	–	–	–	0,992	2025	Реновация основных фондов	17,48	17,29

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.