

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

ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет .....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	14
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия.....	14
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	14
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	14
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	16
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	17
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	17
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	19

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	21
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 Липецкой 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
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>30</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>31</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	<b>32</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 .....	<b>34</b>

## 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
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -25 °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 25 °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 -25 °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 25 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	– (электрический) распределительный пункт
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность

## ВВЕДЕНИЕ

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

Основной целью работы 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 Липецкой 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 Липецкой области на период до 2028 года, в том числе:

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Воронежской, Липецкой и Тамбовской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– ООО «Первая сетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Липецкой области;

– АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области;

– ООО «Техноинжиниринг» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6 кВ на территории Липецкой области;

– ООО «Лонгричбизнес» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–35 кВ на территории Липецкой области

– ООО «ЛТК «Свободный Сокол» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Липецкой области.

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области**

Энергосистема Липецкой области связана с энергосистемами:

– Тамбовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт, ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Орловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

- Курской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Воронежской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт.;
- Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.

## 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Липецкой области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «НЛМК»	979
ООО «ТК Елецкие овощи»	140
ООО «Овощи Черноземья»	126
Более 20 МВт	
ООО «ТК Липецкагро»	77
ОАО «РЖД»	50
АО «ОЭЗ ШПТ «Липецк»	26

## 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области на 01.01.2022 составила 1132,6 МВт на ТЭС.

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

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

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

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1164,5	–	52,0	–	20,2	1132,6
ТЭС	1164,5	–	52,0	–	20,2	1132,6

#### 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 Липецкой области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12546	13008	12884	13173	13868
Годовой темп прироста, %	1,24	3,68	-0,95	2,24	5,28
Максимум потребления мощности, МВт	1809	1928	1925	2086	2161
Годовой темп прироста, %	-2,06	6,58	-0,16	8,36	3,60
Число часов использования максимума потребления мощности	6935	6747	6693	6315	6417
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	12.01 17:00	17.12 10:00	06.12 18:00	14.12 09:00	24.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,4	-12,1	1,0	-7,2	-15,3

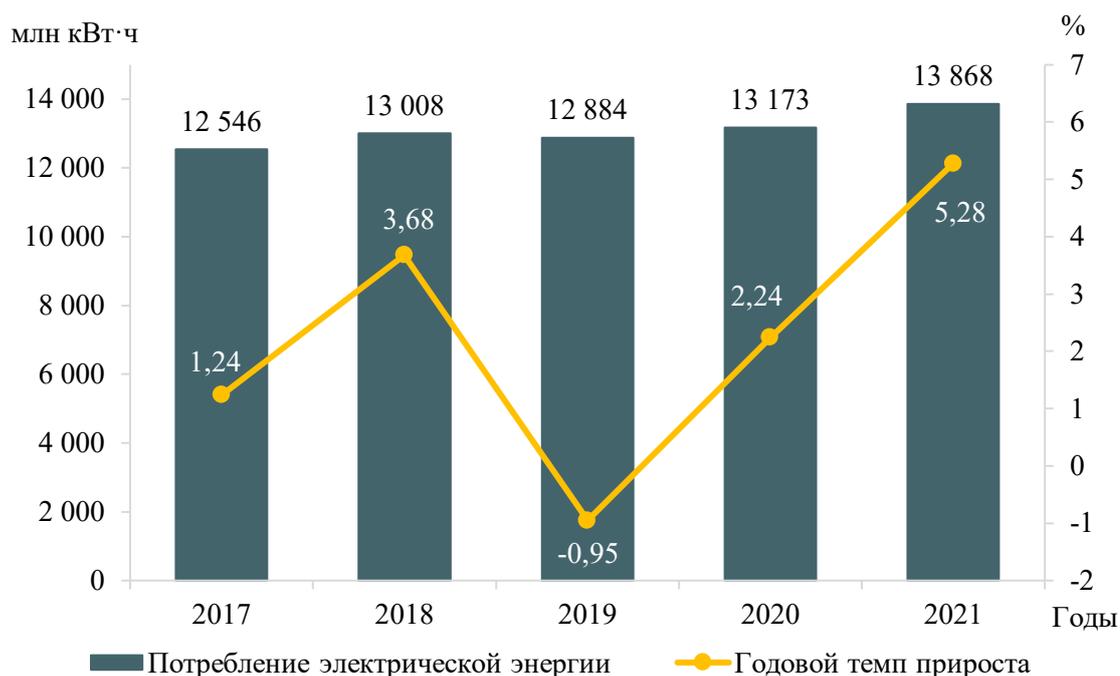


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Липецкой области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

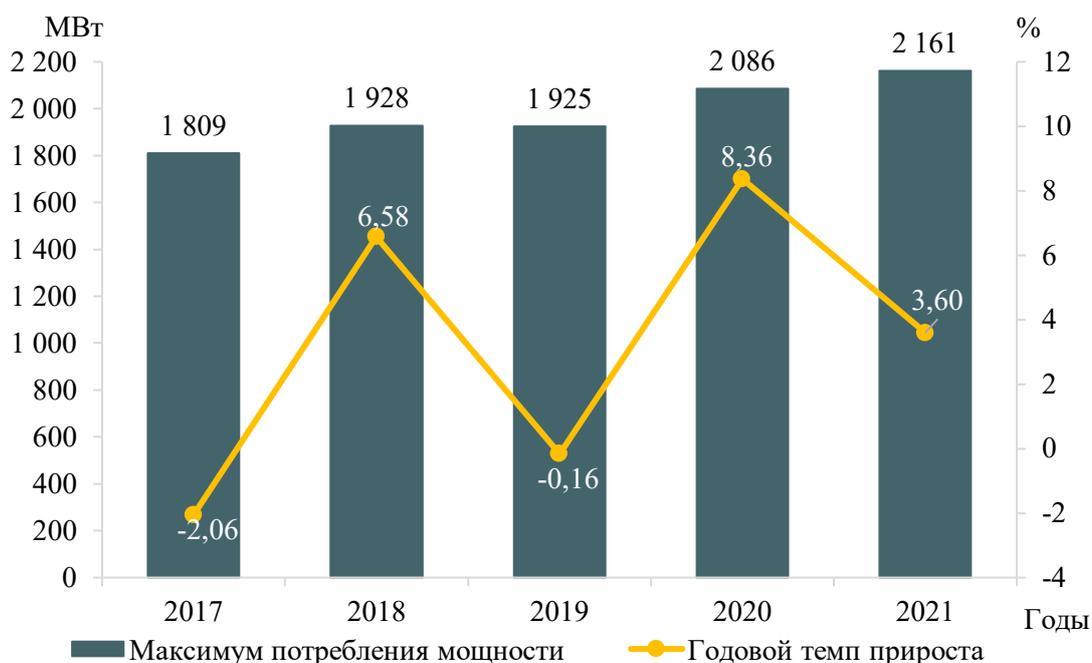


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Липецкой области увеличилось на 1476 млн кВт·ч и составило в 2021 году 13868 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,28 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,28 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -0,95 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области вырос на 314 МВт и составил 2161 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,19 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 8,36 % в 2020 году, наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2017 году и составило -2,06 %, что было обусловлено более высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности, чем в предшествующем году.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления основного потребителя металлургического комплекса ПАО «НЛМК»: снижением в 2019 году с последующим увеличением к 2021 году;
- значительным ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет ввода современного комплекса теплиц по круглогодичному выращиванию овощей ООО «ТК Елецкие овощи»;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Липецкой области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Липецкой 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	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I цепь после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Липецкая-Металлургическая I цепь на ПС 220 кВ Казинка	ПАО «Россети»	2017	19,26 км
2	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II цепь после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Липецкая-Металлургическая II цепь на ПС 220 кВ Казинка	ПАО «Россети»	2017	19,23 км
3	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Казинка – Металлургическая I цепь после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая I цепь на ПС 220 кВ Казинка	ПАО «Россети»	2017	16,33 км
4	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Казинка – Металлургическая II цепь после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая II цепь на ПС 220 кВ Казинка	ПАО «Россети»	2017	16,33 км
5	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ РП-1 – ГПП-4	Абонентская	2020	4,22 км
6	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ – ГПП-4	Абонентская	2020	2,59 км
7	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I цепь. Замена провода АС-300/39 на АС-500/64 и опор	ПАО «Россети»	2021	19 км
8	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II цепь. Замена провода АС-300/39 на АС-500/64 и опор	ПАО «Россети»	2021	18,97 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Юго-Западная	ПАО «Россети Центр»	2017	40 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Привокзальная	ПАО «Россети Центр»	2017	40 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Овощи Черноземья и ввод трансформатора в эксплуатацию	ООО «АПХ Эко-Культура»	2017	1×80 МВА
4	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Овощи Черноземья	ООО «АПХ Эко-Культура»	2018	1×80 МВА
5	110 кВ	Строительство мобильной ПС 110 кВ Елецпром	ПАО «Россети Центр»	2018	1×25 МВА
6	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Правобережная старая	ПАО «Россети»	2018	150 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ГПП-15-1	ПАО «НЛМК»	2020	100 МВА
8	220 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 220 кВ Правобережная	ПАО «Россети»	2021	2×150 МВА
9	220 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 220 кВ Правобережная	ПАО «Россети»	2021	150 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 Липецкой области энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

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

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

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

#### **2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше**

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

#### **2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Лебедянь.**

В СиПР Липецкой области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Лебедянь с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

На ПС 110 кВ Лебедянь установлено два силовых трансформатора (таблица 6).

Таблица 6 – Данные по трансформаторам на ПС 110 кВ Лебедянь

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$ , МВА	$K_{пер}$ , %	$S_{ддн}$ , МВА
Т-1	ТДТН	1968	88	16	Зимний период (-4,4 °С)	
					117,2	18,75
					Летний период (+22,1 °С)	
					98,11	15,7
Т-2	ТДТН	1970	80	16	Зимний период (-4,4 °С)	
					117,2	18,75
					Летний период (+22,1 °С)	
					98,11	15,7

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь составляет 54 года и 52 года соответственно, что значительно превышает нормативный срок эксплуатации. Также, согласно протоколу филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 20.04.2020, основное оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии и необходимо проведение комплексной реконструкции данной подстанции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 23,89 МВА (16.12.2020), в летний период – 13,25 МВА (17.06.2020).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Лебедянь в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,8 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Россия (1,8 МВА) и на ПС 110 кВ Химическая (3 МВА).

При единичном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лебедянь фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) в режиме зимних нагрузок составляет 149,3 % от  $S_{ном}$  и превышает  $S_{ддн}$ .

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая нагрузка Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Лебедянь может быть снижена в зимний период до 119,3 % от  $S_{ном}$  (19,09 МВА), что превышает  $S_{ддн}$ . Для предотвращения превышения  $S_{ддн}$  необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×25 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1 (Т-2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) в режиме зимних нагрузок составляет 95,6 % от  $S_{ном}$ .

В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Лебедянь планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,56 МВт (0,4 МВА – полная мощность с учетом коэффициента набора). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Лебедянь может составить 24,29 МВА в зимний период и 13,65 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь при единичном отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лебедянь перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) в режиме зимних нагрузок составляет 97,2 % от  $S_{ном}$  и не превышает  $S_{ном}$ , в режиме летних нагрузок составляет 54,6 % от  $S_{ном}$  и не превышает  $S_{ном}$ .

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 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 7 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Липецкой области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 7 – 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 10 МВт							
1	Центр обработки данных	ООО «Хэш Мейкер»	0,0	40,0	220	2023 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 220 кВ Казинка
2	ПАО «НЛМК» (развитие производства)	ПАО «НЛМК»	0,0	15,0	220	2023	ПС 220 кВ Металлургическая
3	Производственный комплекс по глубокой переработке зернового сырья на крахмалопродукты и биополимеры	ООО «Рустарк»	0,0	12,8	220	2023	ПС 220 кВ Казинка

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13804	14086	14161	14241	14257	14305
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	282	75	80	16	48
Годовой темп прироста, %	–	2,04	0,53	0,56	0,11	0,34

Потребление электрической энергии по энергосистеме Липецкой области прогнозируется на уровне 14305 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,44 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 282 млн кВт·ч или 2,04 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 16 млн кВт·ч или 0,11 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 7.

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

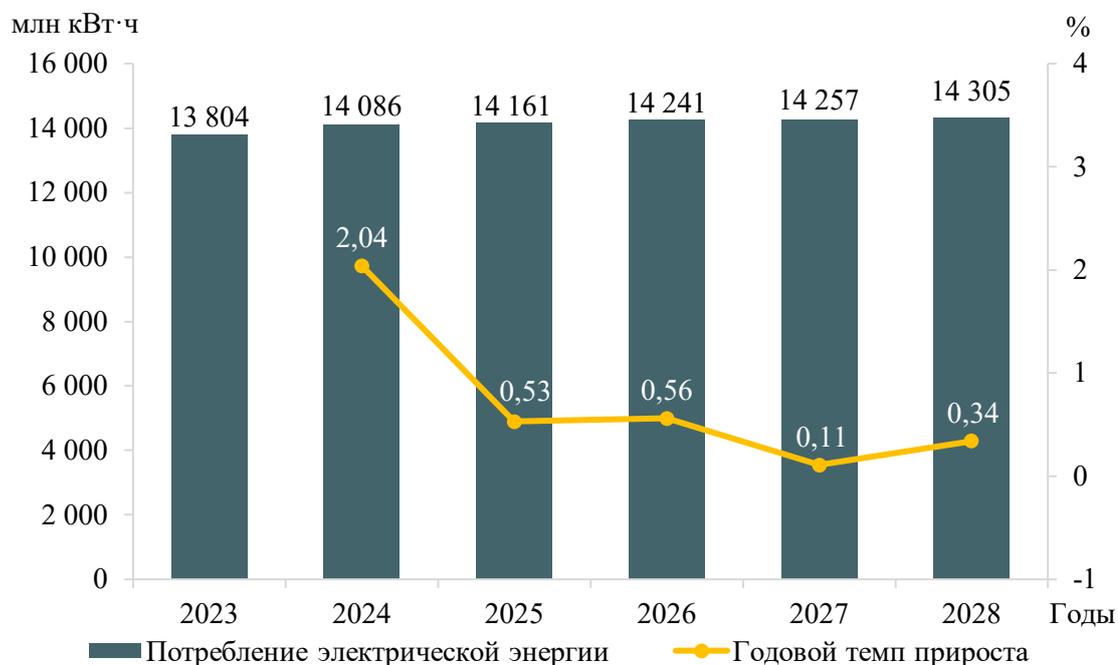


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- расширением производства в металлургическом комплексе на ПАО «НЛМК»;
- снижением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе на ООО «ТК Елецкие овощи» и ООО «ТК Липецкагро»;
- снижением объёмов перекачки нефти по трубопроводу АО «Транснефть-Дружба»;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

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

Таблица 9 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2132	2176	2179	2182	2183	2185
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	44	3	3	1	2
Годовой темп прироста, %	–	2,06	0,14	0,14	0,05	0,09
Число часов использования максимума потребления мощности	6475	6473	6499	6527	6531	6547

Максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области к 2028 году прогнозируется на уровне 2185 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 44 МВт или 2,06 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 1 МВт или 0,05 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6547 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 61 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

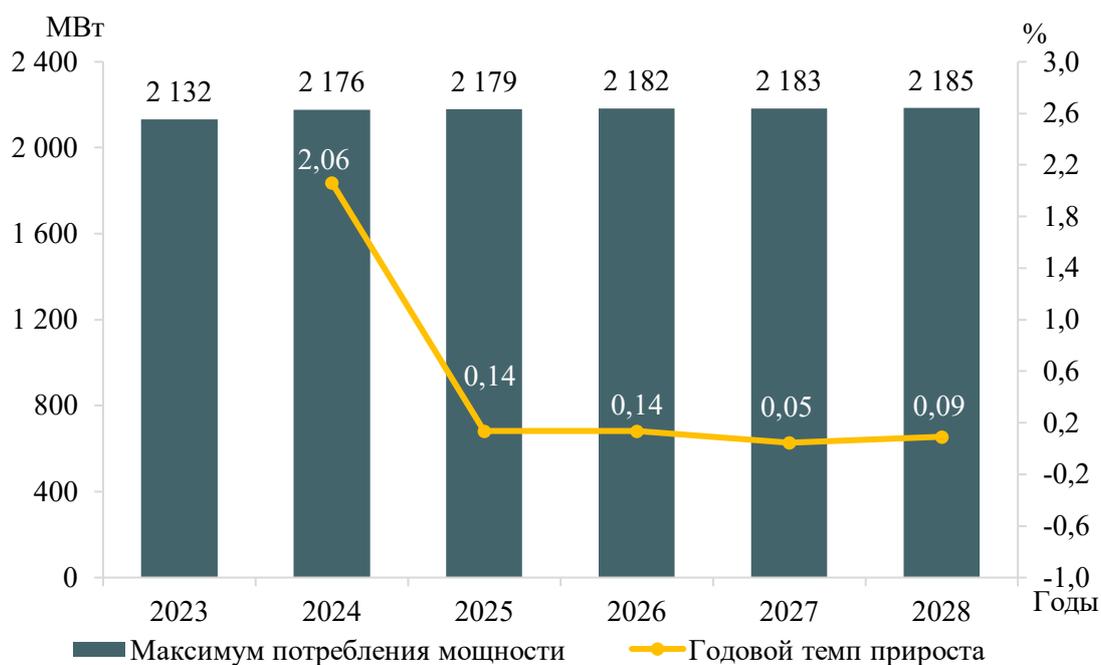


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Липецкой области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Липецкой области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 300 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Липецкой области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Липецкой области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Липецкой области	300	–	–	–	–	–	300
ТЭС	300	–	–	–	–	–	300

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области в 2028 году составит 1432,6 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Липецкой области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Липецкой области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 11. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Липецкой области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Липецкой области	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6
ТЭС	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6

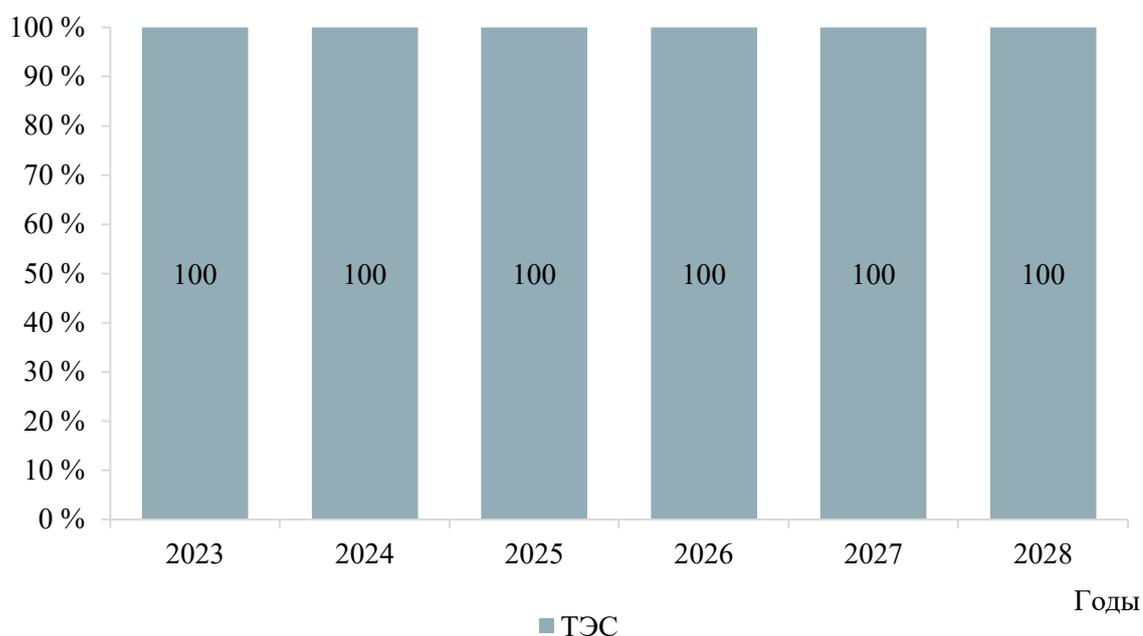


Рисунок 5 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Липецкой области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Липецкой 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 Липецкой 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 Липецкой области**

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

Таблица 12 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Липецкой 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	Строительство ПС 220 кВ РП-3 с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «НЛМК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	400	Обеспечение выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2 и технологического присоединения потребителей (ПАО «НЛМК»)	ПАО «НЛМК»	–	300
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 0,99 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	4×0,99	–	–	–	–	–	3,96				
3	Перезавод ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Левая, Правая (ВЛ 110 кВ Прокат Левая, Правая) на ПС 220 кВ РП-3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – РП-2 I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,2 км каждая	ПАО «НЛМК»	110	км	2×1,2	–	–	–	–	–	2,4				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая (ВЛ 110 кВ РП-2 Левая, Правая) с образованием: – ВЛ 110 кВ Металлургическая – РП-2 I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,2 км каждая; – ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-5 I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,6 км каждая	ПАО «НЛМК»	110	км	2×1,2 2×1,6	–	–	–	–	–	5,6				
5	Перезавод ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-3 с отп. на ГПП-11 I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-3 с отп. на ГПП-11 I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая	ПАО «НЛМК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8				
6	Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая, Правая на ПС 220 кВ РП-3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-1 I, II цепь ориентировочной протяженностью 6,6 км каждая	ПАО «НЛМК»	110	км	2×6,6	–	–	–	–	–	13,2				
7	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 с образованием ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая II цепь ориентировочной протяженностью 3,4 км (ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 демонтируются)	ПАО «НЛМК»	110	км	1×3,4	–	–	–	–	–	6,8				
8	Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1 с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»)	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	–	40
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – Правобережная I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1 ориентировочной протяженностью 12,2 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×12,2	–	–	–	–	–	24,4				

**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 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедянь с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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 Липецкой 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 исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Центр» письмом № ВВ/ЦА-МР1/1419 от 20.06.2022 «О предоставлении информации для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028».

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Липецкой области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Липецкой 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 Липецкой области оценивается в 2028 году в объеме 14305 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,44 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Липецкой области к 2028 году увеличится и составит 2185 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,16 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Липецкой области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6473–6547 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Липецкой области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 300 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Липецкой области в 2028 году составит 1432,6 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 59,16 км, трансформаторной мощности 480 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2023–2027 годы : утверждены Постановлением администрации Липецкой области от 28 апреля 2022 г. № 204 «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/4800202205050001> (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 перемаркировки), вводом в эксплуатацию

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 Липецкой области													
Елецкая ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут									
		4	P-5(6)-35/10		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Данковская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут									
		1	AT-6-35/1,2		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
		2	P-4-35/6	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Липецкая ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»			Природный газ, доменный газ, мазут									
		1	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		5	T-110/120-130-4	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0		
ТЭЦ НЛМК	ПАО «НЛМК»			Природный газ, доменный газ, коксовый газ									
		1	ПТ-35/55-3,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	T-25-8,8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	P-12-90/13		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	T-50-8,8/0,12		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-8,9/1,9		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	ПТ 35/55-3,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		8	K-25-8,8	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0		
ТЭЦ ЛТК «Свободный сокол»	ООО ЛТК «Свободный сокол»			Природный газ, доменный газ									
		2	AK-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	AP-6	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 Добринского сахарного завода	ПАО «Добринский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	P-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5M	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2		
ТЭЦ Грязинского сахарного завода	ЗАО «Грязинский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Stal	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	АО «АПО «Аврора»			Газ									
		1	T125		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
ТЭЦ Боринского сахарного завода	АО «АПО «Аврора»			Газ									
		1	P-2,5-15/3M		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	ОАО «Лебедянский сахарный завод»	3	P4-35-5 M	Газ, мазут								
					4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
УТЭЦ НЛМК	ПАО «НЛМК»											
		1	ПТ-40/50-8,8/1,3	Природный газ, доменный газ	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	ПТ-40/50-8,8/1,3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	ПТ-40/50-8,8/1,3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
ГТРС НЛМК	ПАО «НЛМК»											
		1	MPS19.1-315.5/45	Доменный газ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	MPS19.1-315.5/45		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Мини ТЭЦ ТК ЛипецкАгро (МиниТЭЦ-1)	ООО «ТК ЛипецкАгро»											
		1	JMS620	Природный газ	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		2	JMS620		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	
УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	ПАО «НЛМК»											
		1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		2	ПТ-150 (SST-600)			150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
ТЭЦ сахарного завода в г.Елец	ООО «Агроснабсахар»											
		1	SST-300	Газ	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	
Установленная мощность, всего		–	–		–	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3

## 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 Липецкой области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Лебединь с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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	889,91	356,12

#### Примечания

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

2 <sup>2)</sup> 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.