



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

АДМИНИСТРАЦИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

23 сентября 2020 года

г. Липецк

№ 530

О внесении изменений в постановление администрации Липецкой области от 30 апреля 2020 года № 270 «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2021-2025 годы»

Администрация Липецкой области постановляет:

Внести в постановление администрации Липецкой области от 30 апреля 2020 года № 270 «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2021-2025 годы» («Липецкая газета», 2020, 09 июня) следующие изменения:

в приложении к постановлению:

1. В пункте 4.2.3 «Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ» подраздела 4.2 «Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ» раздела 4 «Особенности и проблемы функционирования энергосистемы липецкой области»:

1) абзацы 8, 9, 19 изложить в следующей редакции:

«– ПС 110 кВ Гидроборудование – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);

– ПС 110 кВ Компрессорная – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);

– ПС 110 кВ Химическая – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей на элегазовые, трансформаторов тока, разъединителей, устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);»;

2) таблицу 41 изложить в следующей редакции:

Объемы работ по реконструкции ВЛ 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ
1	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2021
2	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93	2021
3	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода на провод аналогичного сечения с линейной арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ	2023
4	ВЛ 110 кВ Становая Правая, ВЛ 110 кВ Становая Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода на провод аналогичного сечения, грозотроса, сцепной арматуры и изоляции	2020
5	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода АС-95 и АЖ-120 на АС-120 для приведения в соответствие с ПУЭ 7 изд. п. 2.5.77 (минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм ²) на участке опор №1-263	2021
6	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2024
7	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, ВЛ 110 кВ Бугор Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор № 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор № 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	2024
8	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, ВЛ 110 кВ Кольцевая Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №1-57	2024
9	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 8-115, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 59-60, 64-70; 71-80	2024
10	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 13-50, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 13-23, 39-40; 48-49	2024

2. В разделе 5 «Основные направления развития электроэнергетики Липецкой области»:

1) таблицы 44, 45 изложить в следующей редакции:

«

Таблица 44

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	13287	13647	13656	13912	14167	14181
Прирост	-	2,5%	1,2%	1,7%	2%	1,5%

Таблица 45

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Липецкая область	1940	1995	2010	2040	2069	2076
Прирост	-	2%	1,3%	1,4%	1,5%	1%

»;

2) в подразделе 5.6 «Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше»:

подпункт 5.6.2.1 «Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)» пункта 5.6.2 «Решения по электрическим сетям 110 кВ» изложить в следующей редакции:

«5.6.2.1 Решения по электрическим сетям напряжением 110 кВ (базовый вариант развития)

В период рассматриваемой перспективы настоящей Схемой по базовому варианту предусматривается развитие и реконструкция сетей 110 кВ Липецкой энергосистемы. Развитие электрических сетей определяется в основном развитием энергоисточников, темпами роста и распределения электрических нагрузок на рассматриваемой территории, необходимостью обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности электроснабжения существующих и вновь сооружаемых объектов.

Схема сети 110 кВ, а также предварительные параметры линий и подстанций определяются в процессе решения основных вопросов, позволяющих:

- повысить надежность электроснабжения потребителей промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунально-бытового сектора;
- усилить электроснабжение отдельных электросетевых районов;
- обеспечить электроснабжение новых потребителей.

Электрические расчеты сети 110 кВ на расчетные года выполнены с целью:

- определения мест размещения новых подстанций;
- предварительного выбора схем электрических соединений электростанций и подстанций;

- определения сечения проводов/кабелей ЛЭП, числа и мощностей трансформаторов на подстанциях;
- выбора схемы сети;
- выбора средств регулирования напряжения и потокораспределения (при необходимости);
- разработки мероприятий по снижению расхода электроэнергии;
- определения токов короткого замыкания, проверки достаточности отключающей способности выключателей.

В течение периода 2021-2025 гг. зимний максимум нагрузки по энергосистеме достигнет в 2025 году и составит 2055 МВт (расчеты производятся на 2025 г. исходя из наибольшей загрузки оборудования в данный период).

При рассмотрении планируемого периода 2021-2025 годы учтены следующие мероприятия по строительству и реконструкции объектов 110 кВ в 2019 году:

- произведена реконструкция ВЛ 110 кВ Тербуны Новая и ВЛ 110 кВ Тербуны-2 с образованием ВЛ 110 кВ Елецкая-Тербуны с отпайками;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Донская Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Двуречки Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии;
- выполнена реконструкция участков ВЛ 110 кВ Лебедянь Левая (Правая), находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии.

Схемы потокораспределения в сети 110 кВ в зимний максимум, зимний минимум, летний максимум, летний минимум 2021 и 2025 гг. представлены на рисунках 1-8 (Приложение 12). Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунках 9–36 (Приложение 12).

Ниже приведены результаты и выводы наиболее тяжёлых аварийных и ремонтных режимов в сети 110 кВ по нагрузкам 2025 г.

На рисунке 9 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) 673 А, загрузка 132 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

На рисунке 10 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Действие существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 53,37 МВт. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) 640 А, загрузка 125 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С

На рисунке 11 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1(2) цепь в схеме ремонта ВЛ

110 кВ Чугун Левая (Правая) при минимальном потреблении РП-2. Действие существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 55 МВт. Превентивное ограничение максимальной мощности Липецкой ТЭЦ-2 до 80 МВт. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 12 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Аварийное отключение 2-цепной ВЛ 110 кВ Чугун Левая, Правая при минимальном потреблении РП-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунке 13 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1 (2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при минимальном потреблении РП-2. Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) 542 А, загрузка 106 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

На рисунке 14 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. Отключение ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка 1 (2) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при минимальном потреблении РП-2. Параметры режима находятся в области допустимых значений. Недопустимая загрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110 кВ между ПС 220 кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110 кВ Привокзальная на ПС 110 кВ Ситовка).

Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110 кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунках 15-22 рассмотрен режим летнего и зимнего максимума нагрузок 2025 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая (Левая) при резко переменном потреблении РП-2.

В режиме летнего максимума 2025 г., при максимальном потреблении РП-2, нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) – 556 А, загрузка 109 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

При минимальном потреблении РП-2, в летний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) -586 А, загрузка 115 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

При максимальном потреблении РП-2, в зимний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) – 630 А, загрузка 96 %, для провода АС-185 равном 657,9 А при температуре -5 °С.

При минимальном потреблении РП-2, в зимний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) – 675 А, загрузка 102 %, для провода АС-185 равном 657,9 А при температуре -5 °С.

Недопустимая загрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110 кВ между ПС 220 кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110 кВ Привокзальная на ПС 110 кВ Ситовка).

Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110 кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунке 23 рассмотрен режим отключения ВЛ 110 кВ Чугун Правая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая в летний максимум нагрузок 2025 г. Параметры режима находятся в области допустимых значений.

На рисунках 24-27 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. При резко переменном потреблении ПС 110 кВ РП-2. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (ВЛ 110 кВ Привокзальная Правая) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чугун Левая (ВЛ 110 кВ Чугун Правая).

В режиме летнего максимума 2025 г., при максимальном потреблении РП-2, нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) – 547 А, загрузка 107 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

При минимальном потреблении РП-2, в летний максимум 2025 г., нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Привокзальная Левая (Правая) -576 А, загрузка 113 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

Недопустимая загрузка сетевого оборудования ликвидируется превентивным размыканием сети 110 кВ между ПС 220 кВ Правобережная и Липецкой ТЭЦ-2 (отключение 2-й цепи ВЛ 110 кВ Привокзальная на ПС 110 кВ Ситовка). Рекомендуется установка АОПО ВЛ Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110 кВ Ситовка с действием на отключение ВЛ Привокзальная Левая (Правая).

На рисунках 28-31 рассмотрен режим летнего максимума нагрузок 2025 года. При максимальном и минимальном потреблении ПС 110 кВ РП-2. Аварийное отключение двухцепной ЛЭП ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I цепь, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II цепь в нормальной схеме. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая, ВЛ 110 кВ Чугун Левая при максимальном потреблении ПС 110 кВ РП-2 составит 541 А – 106 % для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С. При минимальном потреблении ПС 110 кВ РП-2 нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая, ВЛ 110 кВ Чугун Левая – 564 А – 110 % для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С.

Недопустимая загрузка сетевого оборудования ликвидируется действием существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КПД в объеме 53,37 МВт, а также схемно-режимными мероприятиями по ограничению генерации Липецкой ТЭЦ-2 в объеме до 319 МВт.

На рисунке 32 рассмотрен режим отключения ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая) в схеме ремонта 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Сокол при летнем максимуме нагрузок. Параметры сети в области допустимых значений.

На рисунках 33-36 представлен режим летнего и зимнего максимума 2025 г. Отключение ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2-Ситовка I цепь в схеме ремонта 2 сек. II СШ 110 кВ Липецкой ТЭЦ-2. Нагрузка ВЛ 110 кВ Чугун Правая (Левая) достигает в летний максимум 2025 г. 809 А, что соответствует загрузке 159 %, для провода АС-185 равном 510 А при температуре +25 °С и в зимний максимум 2025 г. 818 А 124 % для

провода АС-185 равном 657,9 А при температуре -5°C . Недопустимая нагрузка сетевого оборудования ликвидируется действием существующего АОПО ВЛ 110 кВ Чугун Левая (Правая) на ограничение нагрузки ПС 110 кВ Цементная, ПС 110 кВ Ситовка, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ КИД в объеме 53,37 МВт, а также выполнением превентивного ограничения максимальной мощности Липецкой ТЭЦ-2 до 172 МВт в зимний максимум.

ПС 110/35/10 кВ Долгоруково

Год ввода в эксплуатацию Т1 6,3 МВА 1971 г. Срок эксплуатации - 49 лет. Индекс технического состояния – 92. Система охлаждения – М.

Год ввода в эксплуатацию Т2 10 МВА 1975 г. Срок эксплуатации - 45 лет. Индекс технического состояния – 92. Система охлаждения – М.

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Долгоруково за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 6,3 МВА, Т2 10 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 9,35 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора с наибольшей номинальной мощностью – 9,35 МВА;

- нагрузка наименьшего по мощности трансформатора Т1 (6,3 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 9,35 МВА;

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 - 8,82 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 5 приказа МЭ № 81; выявлено превышение аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение нагрузки трансформаторов подстанции 1,96 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки - 7,39 МВА;

- длительно-допустимая нагрузка Т1 - 7,4 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81.

Таким образом имеем превышение аварийно-допустимой нагрузки трансформатора без учёта перераспределения нагрузки. Превышения длительно-допустимой нагрузки с учётом перераспределения нагрузки при этом не выявлено.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (6,3 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 - 10,395 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 2 приказа МЭ № 81;

- нагрузка наименьшего по мощности трансформатора Т1 (6,3 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 9,35 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции 1,96 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки - 7,39 МВА;

- длительно-допустимая нагрузка Т1 - 7,875 МВА для температуры окружающего воздуха -5 °С, определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

Далее проведем аналогичный расчет с учетом перспективного роста нагрузки для случая замены трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (6,3 МВА).

Величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 0,3 МВА с учётом коэффициента реализации;

- нагрузка наименьшего по мощности трансформатора Т1 (6,3 МВА) без учёта перераспределения нагрузки, но с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 9,65 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки, определённой по таблице 2 приказа МЭ № 81;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки, а также с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 7,69 МВА, что не превышает длительно-допустимую нагрузку для температуры окружающего воздуха -5 °С, определенную по таблице 1 приказа МЭ № 81 (7,875 МВА).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности с учетом перспективного роста нагрузки превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (10 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 -16,5 МВА для температуры окружающего воздуха -5 °С на 120 мин, определенная по таблице 2 приказа МЭ № 81;

- нагрузка трансформатора Т1 (10 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 9,35 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции 1,96 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки - 7,39 МВА;

- длительно-допустимая загрузка Т1 - 12,5 МВА для температуры окружающего воздуха -5 °С, определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (10 МВА) превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с перераспределением нагрузки не выявлено.

Далее проведем аналогичный расчет с учетом перспективного роста нагрузки для случая замены трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (10 МВА).

Величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 0,3 МВА с учётом коэффициента реализации;

- загрузка трансформатора Т1 (10 МВА) без учёта перераспределения нагрузки, но с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициентом реализации – 9,65 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки, определённой по таблице 2 приказа МЭ № 81;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки, а также с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 7,69 МВА, что меньше длительно-допустимой нагрузки для температуры окружающего воздуха -5 °С, определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81;

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (10 МВА) превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения и с учетом перспективного роста нагрузки не выявлено.

Исходя из вышеизложенного, требуется замена трансформатора 6,3 МВА на ПС 110 кВ Долгоруково на трансформатор с той же мощностью 6,3 МВА. Однако, рекомендуется выполнить замену существующего трансформаторов на трансформатор мощностью 10 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Данное мероприятие рекомендуется выполнить в 2022 г. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

ПС 110/35/10 кВ Казинка

Год ввода в эксплуатацию Т1 16 МВА 1979 г. Срок эксплуатации - 41 лет. Индекс технического состояния – 81. Система охлаждения – Д.

Год ввода в эксплуатацию Т2 16 МВА 1981г. Срок эксплуатации - 39 лет. Индекс технического состояния – 81. Система охлаждения – Д.

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Казинка за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 26,5 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора Т2 (Т1) – 26,5 МВА;

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 – 20,8 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 6 приказа МЭ № 81;

- нагрузка трансформатора Т1 (Т2) (16 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 26,5 МВА, что больше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение нагрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки – 21,7 МВА;

- длительно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) -18,8 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81.

Таким образом, имеем превышение аварийно-допустимой нагрузки трансформатора без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки с учётом перераспределения нагрузки.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) – 24 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- нагрузка трансформатора Т1 (Т2) (16 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 26,5 МВА, что больше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение нагрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки – 21,7 МВА;

- длительно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) -20 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА) выявлено превышение аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки.

Величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 0,68 МВА с учётом коэффициента реализации;

- загрузка трансформатора Т1 (Т2) (16 МВА) без учёта перераспределения нагрузки, но с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициентом реализации – 27,18 МВА, что больше аварийно-допустимой нагрузки, определённой по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки, а также с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициентом реализации – 22,38 МВА, что больше длительно-допустимой нагрузки для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81.

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА) с учетом перспективной нагрузки также выявлено превышение аварийно-допустимой нагрузки без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (25 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) – 37,5 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- загрузка трансформатора Т1 (Т2) (25 МВА) без учёта перераспределения нагрузки с учетом перспективной нагрузки – 27,18 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки с учетом перспективной нагрузки – 22,38 МВА;

- длительно-допустимая загрузка Т1 (Т2) -31,25 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (25 МВА) превышения аварийно-допустимой и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

Исходя из этого, рекомендуется замена трансформаторы Т1 и Т2 (16 МВА) на ПС 110 кВ Казинка на трансформаторы 25 МВА. Данное мероприятие предлагается выполнить в 2024 г.

ПС 110/35/10 кВ Лебедянь

Год ввода в эксплуатацию Т1 16 МВА 1968 г. Срок эксплуатации - 52 лет. Индекс технического состояния – 50. Система охлаждения – Д.

Год ввода в эксплуатацию Т2 16 МВА 1970 г. Срок эксплуатации - 50 лет. Индекс технического состояния – 50. Система охлаждения – Д.

Ниже представлены данные по максимальной нагрузке ПС 110 кВ Лебедянь за последние три года и до 2025 г.:

- мощность установленных трансформаторов по состоянию на 2020 г. – Т1 16 МВА, Т2 16 МВА;

- максимальная нагрузка подстанции за последние три года – 20,7 МВА (в ремонтной схеме при отключении трансформатора Т2 (Т1) – 20,7 МВА.

В связи с неудовлетворительным техническим состоянием основного оборудования (индекс технического состояния Т1 и Т2 равен 50) в соответствии с п. 17 приказа МЭ РФ № 81 от 08.02.2019 г. перегрузка силовых трансформаторов не допускается.

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение нагрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки – 15,9 МВА, что меньше длительно-допустимой нагрузки;

В связи с недопущением перегруза трансформаторов по техническому состоянию, требуется замена силовых трансформаторов.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) – 24 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определенная по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- нагрузка трансформатора Т1 (Т2) (16 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 20,7 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение нагрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки – 15,9 МВА;

- длительно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) -20 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, превышения аварийно-допустимой без перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА) не выявлено.

Величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 1,52 МВА с учётом коэффициента реализации;

- загрузка трансформатора Т1 (Т2) (16 МВА) без учёта перераспределения нагрузки, но с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 22,22 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки, определённой по таблице 3 приказа МЭ № 81 (при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности (16 МВА));

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки, а также с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 17,42 МВА, что меньше длительно-допустимой нагрузки (при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности) для температуры окружающего воздуха -5°C , определённая по таблице 1 приказа МЭ № 81.

Таким образом, с учетом заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, при замене трансформатора Т1 на трансформатор той же мощности превышения аварийно-допустимой нагрузки без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

При замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (25 МВА):

- аварийно-допустимая нагрузка Т1 (Т2) – 37,5 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C на 120 мин, определённая по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- загрузка трансформатора Т1 (Т2) (25 МВА) без учёта перераспределения нагрузки – 20,7 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки;

- объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции 4,8 МВА. Время перераспределения нагрузки на другие центры питания – 120 мин;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки – 15,9 МВА;

- длительно-допустимая загрузка Т1 (Т2) – 31,25 МВА для температуры окружающего воздуха -5°C , определённая по таблице 1 приказа МЭ № 81 (с учетом возможности использования повышенного износа изоляции для нового трансформатора).

Таким образом, при замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (25 МВА) превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

Величина заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения – 1,52 МВА с учётом коэффициента реализации;

- загрузка трансформатора Т1 (Т2) (25 МВА) без учёта перераспределения нагрузки, но с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с

коэффициентом реализации – 22,22 МВА, что меньше аварийно-допустимой нагрузки, определённой по таблице 3 приказа МЭ № 81;

- расчетная величина загрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки, а также с учётом мощности по заключенным договорам ТП, взятых с коэффициента реализации – 17,42 МВА, что меньше длительно-допустимой нагрузки для температуры окружающего воздуха -5 °С, определенная по таблице 1 приказа МЭ № 81.

Таким образом, с учетом перспективной нагрузки при замене трансформатора Т1 на трансформатор с большей мощностью (25 МВА) превышения аварийно-допустимой без учёта перераспределения нагрузки и длительно-допустимой нагрузки трансформатора с учётом перераспределения нагрузки не выявлено.

Исходя из вышеизложенного, планируется комплексная реконструкция ПС Лебедянь с полной заменой оборудования. Требуется реконструкция ПС 110 кВ Лебедянь с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х16 МВА. Однако, рекомендуется в рамках проведения реконструкции выполнить замену существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х25 МВА в связи с наличием перспективы роста нагрузок. Реконструкцию подстанции рекомендуется выполнить в 2022 г. В связи с реконструкцией подстанции потребуется реконструкция заходов ВЛ 35 кВ и 110 кВ на ПС Лебедянь. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.»;

в пункте 5.6.4 «Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже»:

подпункт 5.6.4.1 «Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (базовый вариант развития)»:

дополнить таблицей 65.1 следующего содержания:

Таблица 65.1

Перечень мероприятий по установке устройств противоаварийной автоматики в проектный период
(базовый вариант развития)

№ п/п	Мероприятие	Сроки установки	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
1	Установка АОПО на ВЛ 110 кВ Московская Левая (Правая)	2025	ПАО «ФСК»	Повышение надежности
2	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь	2025	ПАО «ФСК»	Повышение надежности

таблицу 67 изложить в следующей редакции:

Таблица 67

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для нового строительства, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Линия электропередачи	Протяженность по трассе, км	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
1	ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220-КС-7А Левая, ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220-КС-7А Правая	15,5х2	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Технологическое присоединение ПС 110/10 кВ ОЭЗ Елец-1 (договор от 06.07.2020 № 41647084)
2	ВЛ 110 кВ РП-3-РП-2 I, II цепь; ВЛ 110кВ Metallургическая-РП-2 I, II цепь (образуется путём реконструкции ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2-РП-2 Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2-РП-2 Правая, ВЛ 110 кВ РП-2-Mеталлургическая Левая, ВЛ 110 кВ РП-2-Mеталлургическая Правая)	2,4	2023	ПАО «НЛМК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»
3	Перезавод ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-3 с отпайкой	1,4	2023	ПАО «НЛМК»	

№ п/п	Линия электропередачи	Протяженность по трассе, км	Сроки строительства	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
	на ГПП-11 II цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3-ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3-ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь				
4	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-I I цепь, КВЛ 110 кВ РП-3-ГПП-15-II II цепь	6,6	2023	ПАО «НЛМК»	
5	ВЛ 110 кВ РП-3-ГПП-5 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3-ГПП-5 II цепь	1,6	2023	ПАО «НЛМК»	

таблицу 68 изложить в следующей редакции:

«

Таблица 68

Перечень центров питания 110 кВ, намечаемых Схемой к комплексной реконструкции и замене силового оборудования в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Подстанция	Суммарный переток в 2025 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия	Примечание
			Сущ.	Станет				
1	ПС 110 кВ Лебедянь	16,86	16+16	25+25	2022	Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Комплексная реконструкция подстанции (протокол от 20.04.2020 г.) с увеличением мощности трансформаторов в связи с наличием перспективы роста нагрузок	Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики
2	ПС 110 кВ Долгоруково	7,61	6,3+10	10+10	2022		Замена силовых трансформаторов с увеличением мощности	Целесообразность реализации мероприятия требует

№ п/п	Подстанция	Суммарный переток в 2025 год через трансформатор ПС, МВА	Количество и мощность трансформаторов, единиц/МВА		Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия	Примечание
			Сущ.	Станет				
							в связи с наличием перспективы роста нагрузок	уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики
3	ПС 110 кВ Казинка	18,09	16+16	25+25	2024			
4	ПС Донская	7,81	10+10	10+10	2020		Замена силовых трансформаторов по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол от 20.04.2020 г.)	

Примечание: загрузка ПС указана с учетом перераспределения нагрузки по сетям связи

»;

таблицу 69 изложить в следующей редакции:

«

Таблица 69

Перечень подстанций 110 кВ, предусмотренных Схемой развития сетей к реконструкции и техническому перевооружению. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
1	ПС 110 кВ ГПП-5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2-ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая-ГПП-5	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 0,1 км	2023	ПАО «НЛМК»	Для подключения УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»

№ п/п	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
2	ПС 110 кВ РП-2	Установка на ВЛ 110 кВ РП-2-Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ РП-2-Металлургическая Правая токоограничивающих реакторов сопротивлением по 7,4 Ом	2023	ПАО «НЛМК»	
3	ПС 110 кВ Ситовка	Замена шин 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ситовка на провод с длительно допустимой нагрузкой не менее 677 А, при температуре окружающей среды +25 °С 0,35 км	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	
4	ПС 110 кВ Круглое	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ и установка комплекта ТТ 110 кВ, ремонт здания ОПУ, шкафа УРЗА (1 шт.), терминал РЗА СВ 10 кВ (1 шт.).	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015
5	ПС 110 кВ Октябрьская	Замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ, установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ	2024		
6	ПС 110 кВ Хворостянка	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ и установка двух комплектов ТТ 110 кВ. Замена вакуумных выключателей 10 кВ – 10 шт. Установка двух комплектов УРЗА для выключателей 110 кВ, 16 комплектов РЗА для выключателей 10 кВ	2024		
7	ПС 110 кВ Березовка	Замена ОД и КЗ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.), трансформаторов тока (3 шт.), устройств РЗА	2022		
8	ПС 110 кВ Гидрооборудование	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Протокол филиала ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 27.04.2020
9	ПС 110 кВ Компрессорная	Замена масляных выключателей на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА	2022		

№ п/п	Подстанция	Мероприятие	Год реконструкции	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
10	ПС 110 кВ Западная	Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а также секционного выключателя СВ 110, на элегазовые выключатели 110 кВ, установка трансформаторов тока (18 шт.). Установка шкафов УРЗА (2 шт.), терминал автоматики управления РПН (2 шт.), терминал РЗА СВ 6 кВ (2 шт.), замена разъединителей (8 шт.).	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию на основании акта б/н от 23.09.2015 »;

таблицу 70 изложить в следующей редакции:

«

Таблица 70

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ для РРТП, предусмотренного Схемой в проектный период. Основные показатели (базовый вариант развития)

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
1	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для уст-ия негабарита	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол филиала ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.)
2	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2021		
3	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93	2021		
4	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-13, №60-103, замена провода на провод аналогичного сечения с линейной	2023		

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
			арматурой на участке опор №60-103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ			
5	ВЛ 110 кВ Становая Правая, Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8 км (2 цепи (6 пров.) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89-90 с заменой провода на провод аналогичного сечения, грозотроса, сцепной арматуры и изоляции	2020		
6	ВЛ 110 кВ Бугор Левая, Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой в пролете опор №№ 1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор №№ 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор №№ 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	2024		
7	ВЛ 110 кВ Кольцевая Левая, Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№3, 6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №№31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №№1-57	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол филиала ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 20.04.2020.)
8	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 59-60, 64-70; 71-80	2024		

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность, км	Объем работ	Год проведения работ	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование реализации мероприятия
9	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №№ 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №№ 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор №№ 13-23, 39-40; 48-49 (3,75 км)	2024		
10	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, Правая	50,6	Реконструкция ВЛ с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода АС-95 и АЖ-120 на АС-120 для приведения в соответствие с ПУЭ 7 изд. п. 2.5.77 (минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм ²) на участке опор №1-263 (48,56 км)	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Замена по неудовлетворительному техническому состоянию (протокол филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 20.04.2020.)
11	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС Лебедянь	1,35	Переоборудование заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго»	Комплексная реконструкция подстанции ПС 110 кВ Лебедянь (протокол филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.)

»;

в подпункте 5.6.4.2 «Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, 110 кВ и ниже (региональный вариант развития)» таблицу 78 исключить.

3. В таблице приложения 4:

1) в разделе «ВЛ 110 кВ Липецкого участка» строку 16 изложить в следующей редакции:

«

16	ВЛ 110 кВ Сухая Лубна	ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отп. на ПС Новая Деревня	1981	6,25	12,50	АС-185/24 АЖ-120	9	У110-2	35	ПБ110-6	44	9	ПФ-6Б	2638	6,25	С-50	Удовл.
----	-----------------------	--	------	------	-------	------------------	---	--------	----	---------	----	---	-------	------	------	------	--------

»;

2) в разделе «ВЛ 110 кВ Елецкого участка»:

строки 3-3.12 изложить в следующей редакции:

«

3	ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками			56,46	112,37		40		280		320	40		17610	56,06		Удовл.
3.1	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая - (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)	1988	0,20	0,20	АС-150	2	У110-2			-	2	2	ПС70-Д	108	0,195	ТК-50	
3.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам ВЛ Долгоруково (ПС Елецкая 220 оп. № 1-2, двухцепной уч-к)	1988		0,20	АС-150								ПС70-Д	108			
3.3	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 2-76, двухцепной уч-к)	1983	13,34	13,34	АС-150	16	У110-2, П110-6, У110-2+9, У110-2+5	58		ПБ110-8, УП110-АБ	74	16	ПС70-Д	2256	13,34	С-50	
3.4	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. 2- оп. 76, двухцепной уч-к)	1988		13,34	АС-150						0		ПС70-Д	2256			
3.5	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)	1983	21,12	21,12	АС-150	10	У110-2, У110-2+14, УС110-8	109		ПБ110-8	119	10	ПС70-Д	3156	21,12	С-50	
3.6	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 76-195, двухцепной уч-к)	1988		21,12	АС-150						0		ПС70-Д	3156			
3.7	ВЛ 110 кВ Долгоруково совместный подвес с ВЛ 110 кВ Тербуны-новая	1983	2,30	2,30	АС-150	1	УС 110-8	12		ПБ110-2	13	1	ПС70-Д	342	2,3	С-50	

	(оп. № 195-208, двухцепной уч-к)															
3.8	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам Долгоруково (оп. № 195-208, двухцепной уч-к)	1988		2,30	АС-150					0		ПС70-Д	342			
3.9	ВЛ 110 кВ Тербуны-новая по опорам с ВЛ 110 кВ Тербуны (оп. № 209-314-двухцепной уч-к)	1988		18,90	АС-150					0		ПС70-Д	2760			
3.10	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Тербуны совместный подвес с Тербуны-новая (оп. № 1-107-двухцепной уч-к)	1983	18,90	18,90	АС-150	10	У110-2	97	ПБ110-8	107	10	ПС70-Д	2868	18,5	С-50	
3.11	ВЛ 110 кВ Тербуны (оп. № 106-111)	1992	0,60	0,60	АС-150	1	УС110-8, УС110-1	4	ПБ110-5, ПБ110-2	5	1	ПС70-Д	150	0,602	С-50	
3.12	ВЛ 110 кВ Тербуны по опорам Тербуны-II - (оп. № 111-113 ПС Тербуны 220, двухцепной уч-к)	1992		0,06	АС-150					0		ПС70-Д	108			

»;

строки 14-14.3 изложить в следующей редакции:

«

14	ВЛ 110 кВ Тербуны 220 – Тербуны 110 № 2		0,67	0,67		5		2		7	3		258	0,69		Удовл.
14.1	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп.1 - 3)	1971	0,37	0,37	АС-95	3	П1МН, У1МН			3	1	ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	102	0,252	С-50	
14.2	ВЛ 110 кВ Тербуны-II (ПС Тербуны 110 оп. 3-5)	1992	0,24	0,24	АС-95		У110-1	2	ПБ25-1	2		ПФЕ6-Б, ПС-70 Д	48	0,378	С-50	
14.3	ВЛ 110 кВ Тербуны-II - Тербуны (оп. 5-7 ПС Тербуны 220- совмест. подвес с ВЛ Тербуны, двухцепной уч-к)	1992	0,06	0,06	АС-150	2	У110-2		-	2	2	ПС70-Д	108	0,057	С-50	

».

4. В таблице приложения 8 строку 71 исключить.

Глава администрации
Липецкой области

И.Г. Артамонов