

ПРОГРАММА
комплексной модернизации производств
энергетической сферы
на 2021 – 2025 годы

Оглавление

ПАСПОРТ	3
1. Техничко-экономическое обоснование Программы, ее цели, задачи и сроки реализации	8
1.1. Техничко-экономическое обоснование Программы	8
1.2. Цель, задачи и показатели Программы	10
2. Топливно-энергетические балансы Объединенной энергетической системы Республики Беларусь на 2021 – 2025 годы	14
3. Развитие генерирующих мощностей	18
4. Электрические сети и подстанции	20
4.1. Развитие и реконструкция сети 220 – 750 кВ	21
4.2. Средства компенсации реактивной мощности	24
4.3. Схемы выдачи мощности пиково-резервных энергоисточников ...	24
4.4. Использование электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления	26
4.5. Развитие и модернизация распределительных сетей	28
5. Тепловые сети	30
6. Цифровая трансформация энергетической отрасли	34
7. Совершенствование нормативно-правовой базы	35
8. Повышение качества в электроэнергетической сфере	38
9. Инвестиционное обеспечение Программы	40
10. Механизм реализации Программы	41
Приложение 1. Прогноз развития электрогенерирующих мощностей ОЭС Беларуси на 2021 – 2025 годы	42
Приложение 2. Вывод из эксплуатации (сокращение) неиспользуемого теплогенерирующего оборудования в организациях ГПО «Белэнерго» в 2021 – 2025 годах	45
Приложение 3. Мероприятия Программы и источники финансирования	47

ПАСПОРТ

Наименование	— Программа комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021 – 2025 годы (далее – Программа)
Основание для разработки	— Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084) — Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции (далее – Комплексный план) и межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года (далее – Межотраслевой комплекс мер) (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169) — Программа деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24.12.2020 № 758) — постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 13.02.2020 № 6 «Об итогах работы организаций, входящих в систему Министерства энергетики, за 2019 год и задачах на 2020 год» — Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года (постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 25.02.2020 № 7); — Стратегия развития вида экономической деятельности «Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом» на период до 2030 года (утверждена

	Министром энергетики Республики Беларусь 14.08.2020)
Заказчик	— Министерство энергетики Республики Беларусь (далее – Минэнерго)
Разработчики	— Минэнерго
	— государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (далее – ГПО «Белэнерго»)
	— республиканские унитарные предприятия электроэнергетики, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
	— научно-исследовательское и проектное республиканское унитарное предприятие «БЕЛТЭИ»
	— научно-исследовательское и проектно-изыскательское республиканское унитарное предприятие «Белэнергосетьпроект»
Цель	— реализация мероприятий по комплексной модернизации электрических станций и котельных, электрических и тепловых сетей организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», направленных на достижение основных показателей развития энергосистемы, определенных стратегическими документами
Основные направления	— развитие и модернизация энергоисточников
	— развитие и модернизация электрических сетей
	— развитие и модернизация тепловых сетей
	— совершенствование организационной структуры управления энергетической системой
	— совершенствование нормативной правовой базы
	— развитие цифровых информационных технологий и сетей связи
Задачи	— сбалансированное развитие и модернизация генерирующих источников на базе внедрения современных

	технологий, обеспечивающих экономическую эффективность электроэнергетической отрасли, при снижении нагрузки на окружающую среду
—	улучшение технико-экономических показателей электросетевого хозяйства путем строительства и реконструкции электрических сетей и подстанций
—	строительство и реконструкция тепловых сетей
—	внедрение механизмов управления спросом на электрическую и тепловую энергию
—	создание механизмов контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической и тепловой энергии
—	оптимизация затрат на производство, передачу, распределение и продажу электрической и тепловой энергии
—	совершенствование нормативной правовой базы
—	совершенствование структуры управления энергосистемой с созданием оптового и розничного рынков электрической энергии
Срок выполнения	— 2021 – 2025 годы
Объем финансирования	— объем средств на реализацию мероприятий Отраслевой программы (без учета ввода АЭС) организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», с НДС составляет 9 110,4 млн. рублей, в том числе: собственные средства – 5 687,8 млн. рублей; кредитные средства – 1 515,7 млн. рублей; бюджетные средства – 1 705,3 млн. рублей (при утверждении соответствующих государственных программ); прочие – 201,6 млн. рублей
Источники финансирования	— собственные средства, кредитные ресурсы, бюджетные средства (при утверждении соответствующих государственных программ), внебюджетный

Контроль выполнения	—	централизованный инвестиционный фонд Минэнерго Минэнерго
Исполнители	—	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
Ожидаемые результаты	—	ввод электрической мощности: на АЭС – 2400 МВт вывод из эксплуатации мощностей на КЭС – 1030 МВт¹ — модернизация мощностей на ТЭЦ: вывод из эксплуатации – 257 МВт, ввод в эксплуатацию – 197,2 МВт — ввод пиково-резервных энергоисточников (далее – ПРЭИ) суммарной мощностью 800 МВт — доля доминирующего вида топлива в производстве тепловой и электрической энергии по организациям ГПО «Белэнерго» в 2025 году – не более 65% — уменьшение использования природного газа в организациях ГПО «Белэнерго» в 2025 году к 2020 году на 2,7 млн. т у.т. — снижение удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии (без учета АЭС) с 238,5 г у.т./кВт·ч в 2020 году до 224,1 г у.т./кВт·ч в 2025 году — обеспечение технологического расхода на передачу электроэнергии в электрических сетях не более 8,01% в 2025 году — обеспечение технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в тепловых сетях не более 8,5% в 2025 году — доля использования местных видов ТЭР в котельно-печном топливе на объектах организаций ГПО «Белэнерго» в 2025 году

¹ Решение о выводе блоков на Березовской и Лукомльской ГРЭС принимается с учётом фактически складывающихся режимов работы Объединенной энергосистемы Беларуси, работы энергосистем, находящихся в параллельной работе с Объединенной энергосистемой Беларуси, темпов развития экономики.

не менее 2,4%

- доля использования возобновляемых источников энергии в котельно-печном топливе по организациям ГПО «Белэнерго» в 2025 году – не менее 1,5%
- отношение среднесуточного количества нарушений электроснабжения населенных пунктов за год к общему количеству населенных пунктов не более 0,4% в 2025 году
- отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго», к первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» – 6,5%
- снижение выбросов в окружающую среду на 6,92 млн. т экв. CO₂ в год, следующий за годом ввода 2-го блока АЭС

1. Технико-экономическое обоснование Программы, ее цели, задачи и сроки реализации

1.1. Технико-экономическое обоснование Программы

За период реализации Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы по состоянию на 01.01.2021 суммарная установленная мощность всех электрогенерирующих источников Республики Беларусь возросла на 332,7 МВт: с 9 741,2 МВт (по состоянию на 01.01.2016) до 10 073,9 МВт (по состоянию на 01.01.2021). На объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», выведено из эксплуатации 305,4 МВт неэффективных и введено 221,9 МВт новых высокоэффективных электрогенерирующих мощностей.

Прирост электрогенерирующих мощностей на блок-станциях составил 415,2 МВт, причем в основном на ВИЭ.

С 2016 года по 2020 год по организациям ГПО «Белэнерго» наблюдался рост удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии на 8,1 г у.т./кВт·ч: с 230,4 г у.т./кВт·ч до 238,5 г у.т./кВт·ч. Это обусловлено, в первую очередь, значительным падением отпуска тепловой энергии (на 2,4 млн. Гкал в 2020 году к 2016), вырабатываемой в основном на комбинированном цикле на теплоэлектроцентралях (далее – ТЭЦ), а также изменением баланса импорта-экспорта электрической энергии с ростом собственной выработки на конденсационных электрических станциях (далее – КЭС) с 2016 по 2020 годы на 3,5 млрд. кВт·ч. Несмотря на сокращение отпуска тепловой энергии реализация мероприятий по повышению эффективности её производства позволила снизить удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии на 0,16 кг.у.т./Гкал в 2020 году (166,90 кг у.т./Гкал) по отношению к 2016 (167,06 кг у.т./Гкал). Уровень технологического расхода на транспорт электрической энергии в 2020 году составил 8,16% и сократился на 0,76 п.п. к 2016, а на транспорт тепловой энергии – 9,05% и сократился на 0,11 п.п. к 2016.

Комплексным планом определены на 2016 – 2020 годы шесть показателей. По итогам 2020 года безусловно выполнено два:

отношение среднесуточного числа нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему числу населенных пунктов составило 0,26% (план – 0,4%);

показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций составляет 48,5% (план – не более 50%).

Показатель «Отношение суммарной установленной мощности к

максимальной фактической нагрузке в энергосистеме» составил 168,8% при плане – 160%. Прогнозное снижение не произошло, в том числе и по причине недостаточного уровня потребления в 2020 году электрической энергии реальным сектором экономики и населением. Прогнозная оценка электропотребления в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь² дана на уровне 39,9 млрд. кВт·ч, фактическое значение – порядка 38 млрд.кВт·ч. Вместе с тем, показатель находится в пределах нормальных значений индикатора энергетической безопасности.

Не достигнуты ввиду переноса срока ввода Белорусской АЭС показатели Комплексного плана:

доля доминирующего ресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии (фактическое значение – 93,1%, план – 70%);

удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по производству электроэнергии (фактическое значение – 46,9%, план – не более 43%).

Значение показателя «Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по строительству и реконструкции тепловых сетей» с учетом принятых в республиканскую собственность и хозяйственное ведение энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» тепловых сетей согласно распоряжению Президента Республики Беларусь от 31.12.2015 № 231рп «О вопросах энергоснабжения» составило лишь в 47,0% против плановых не более 45%. По состоянию на 01.01.2021 протяженность тепловых сетей, находящихся на балансе энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго», составила порядка 7558 км. По сравнению с 01.01.2016 произошло увеличение более 1466 км, в том числе за счет передачи из коммунальной собственности 1224,1 км тепловых сетей с высоким уровнем износа, существенно отличающегося от планового показателя комплексного плана.

Ввод в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции (далее – АЭС) меняет режимы работы других генерирующих источников,

² Корректировка Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084, поручена Правительством НАН Беларуси, Минэнерго, Департаменту по энергоэффективности Госстандарта до 30.12.2023 с учетом одобренного долгосрочного прогноза топливно-энергетического баланса Республики Беларусь на 2021 – 2025 годы и на период до 2030 года, результатов анализа технико-экономических показателей работы Белорусской энергосистемы после ввода Белорусской АЭС и ее эксплуатации на проектной мощности не менее года (поручение Совета Министров Республики Беларусь от 26.01.2021 № 03/227-325/863р).

что требует обоснованных решений по оптимизации состава их оборудования в целях снижения условно-постоянных затрат.

Значительное увеличение за прошедший период суммарной установленной мощности блок-станций (на 01.01.2016 установленная мощность блок-станций составляла порядка 760 МВт, на 01.01.2021 – порядка 1175 МВт) и растущие объемы производства ими электрической энергии указывают на необходимость создания механизма оптимизации участия таких энергоисточников в суточном графике нагрузки и их строительства и модернизации.

Стоящие перед республикой задачи по цифровизации экономики, параллельная работа ОЭС Беларуси с энергосистемами государств-соседей, а также создание общих энергетических рынков в рамках различных интеграционных формирований требуют внедрения современных информационно-коммуникационных и производственных технологий в отрасли, динамичной цифровой трансформации всех процессов производства электрической и тепловой энергии.

В 2020 году принят Закон Республики Беларусь № 7-3 «О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)», в целях исполнения которого утвержден заместителем Премьер-министра Республики Беларусь соответствующий план мероприятий до 2027 года. Реализация указанного плана предусматривает участие белорусской стороны в формировании системы актов, регулирующих общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза, гармонизацию законодательства Республики Беларусь с актами, регулирующими общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза, подготовку технологической основы указанного рынка, создание (определение) субъектов внутреннего оптового электроэнергетического рынка (наделение соответствующими функциями действующих субъектов электроэнергетики Республики Беларусь).

Разработка Программы обосновывается перечисленными факторами, а также необходимостью обеспечения системного планирования среднесрочного развития и реализации долгосрочных стратегических документов.

1.2. Цель, задачи и показатели Программы

Целью Программы является реализация в 2021 – 2025 годах мероприятий по комплексной модернизации электрических станций и котельных, электрических и тепловых сетей организаций, входящих в

состав ГПО «Белэнерго», направленных на достижение основных показателей развития энергосистемы, определенных Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, Комплексным планом, Программы деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года, Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей до 2030 года, Стратегии развития вида экономической деятельности «Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом» на период до 2030 года, иными стратегическими документами, оптимизацию технологических, экономических, цифровых и организационных процессов.

Достижение поставленной цели должно базироваться на реализации следующих основных задач:

- сбалансированное развитие и модернизация генерирующих источников и вывода из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования;

- строительство и реконструкция тепловых сетей;

- оптимизация затрат на производство, передачу, распределение и продажу электрической и тепловой энергии;

- диверсификация первичных энергоносителей в топливном балансе энергосистемы на базе использования местных видов топливно-энергетических ресурсов (далее – местных видов ТЭР);

- улучшение технико-экономических показателей электросетевого хозяйства путем строительства и реконструкции электрических сетей и подстанций;

- оптимизация уровней тарифов на электрическую и тепловую энергию;

- совершенствование нормативной правовой базы;

- обеспечение экологически благоприятных условий для жизнедеятельности граждан и устойчивого использования природных ресурсов на основе внедрения принципов «зеленой» экономики и максимально возможного сохранения природных комплексов.

Эффективность Программы оценивается показателями, приведенными в таблице 1.

Таблица 1. Прогнозные показатели Программы ³

№ п/п	Наименование показателя	Ожидаемый результат
1. Генерирующие источники		
1.1.	Отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме в 2025 году	194,8% ⁴
1.2.	Доля доминирующего ресурса (природного газа) в производстве тепловой и электрической энергии организациями ГПО «Белэнерго» в 2025 году	не более 65%
1.3.	Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по производству электроэнергии в 2025 году	не более 45%
1.4.	Ввод ПРЭИ	800 МВт
1.5.	Ввод в эксплуатацию АЭС	2 400 МВт
1.6.	Модернизация оборудования на ТЭЦ: ввод в эксплуатацию вывод из эксплуатации	197,2 МВт 257 МВт
1.7.	Вывод из эксплуатации конденсационных генерирующих источников, в том числе: блоки № 3, 4 Березовской ГРЭС блоки № 5, 8 Лукомльской ГРЭС	1 030 МВт ⁵ 430 МВт 600 МВт
1.8.	Вывод из эксплуатации (сокращение) неиспользуемого теплогенерирующего оборудования в том числе: - водогрейных котлов - паровых котлов	500 Гкал/ч 2 834 т/ч
1.9.	доля использования местных видов ТЭР в котельно-печном топливе на объектах организаций ГПО «Белэнерго» в 2025 году	не менее 2,4% ⁶

³ индикаторы определяются с учетом объектов, создаваемых за счет бюджетных средств⁴ установленная мощность на 01.01.2026 12562,8 МВт (приложение 1), пиковая мощность 6450 МВт (таблица 2)⁵ Решение о выводе блоков на Березовской и Лукомльской ГРЭС принимается с учетом фактически складывающихся режимов работы Объединенной энергосистемы Беларуси, работы энергосистем, находящихся в параллельной работе с Объединенной энергосистемой Беларуси, темпов развития экономики.⁶ В соответствии с Государственной программой «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы

№ п/п	Наименование показателя	Ожидаемый результат
1.10.	доля использования возобновляемых источников энергии в котельно-печном топливе по организациям ГПО «Белэнерго» в 2025 году	не менее 1,5% ⁶
2. Электрические сети		
2.1.	Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций в 2025 году	не более 45%
2.2.	Реконструкция (строительство) ВЛ 330 кВ в 2021 – 2025 годах	515 км
2.3.	Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ: ПС 220 кВ Барановичи-220; ВЛ 220 кВ Барановичи – Барановичи-220 № 1, 2; ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Слуцк; ВЛ 220 кВ Барановичи – Столбцы. Перевод на напряжение 110 кВ ВЛ 220 кВ Столбцы – Дубовый Лес	5 объектов
2.4.	Реконструкция (строительство) ВЛ 110 кВ в 2021 – 2025 годах	600 км
2.5.	Реконструкция (строительство) ВЛ 10/0,4 кВ в 2021 – 2025 годах	12 343,5 км
2.6.	Отношение среднесуточного количества нарушений электроснабжения населенных пунктов за год к общему количеству населенных пунктов в 2025 году	не более 0,4%
2.7.	Обеспечение технологического расхода на передачу электроэнергии в электрических сетях в 2025 году	не более 8,01%
3. Тепловые сети		
3.1.	Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по строительству и реконструкции тепловых	не более 45%

№ п/п	Наименование показателя	Ожидаемый результат
	сетей в 2025 году	
3.2.	Обеспечение технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в тепловых сетях в 2025 году	не более 8,5%
3.3.	Реконструкция (строительство) тепловых сетей в 2021 – 2025 годах	1 359,9 км
4. Повышение энергетической эффективности		
4.1.	Обеспечение экономии ТЭР в 2021 – 2025 годах	310 тыс. т у.т.
4.2.	Средневзвешенная годовая экономия светлых нефтепродуктов	4,2%
4.3.	Снижение удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии (без учета АЭС) в 2025 году	до 224,1 г у.т./кВт·ч
5. Инвестиции		
5.1.	Отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго», к первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» в 2025 году	6,5%
6. Экология		
6.1.	Снижение выбросов парниковых газов в атмосферный воздух от стационарных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго»	6,92 млн. т экв.СО ₂ в год, следующий за годом ввода 2-го блока АЭС

2. Топливо-энергетические балансы Объединенной энергетической системы Республики Беларусь на 2021 – 2025 годы

На основании основных макроэкономических показателей социально-экономического развития Республики Беларусь и внутренних условий в 2021 – 2025 годах разработан прогноз баланса производства-потребления электрической энергии Республики Беларусь до 2025 года, учитывающий факторы изменения электропотребления и прогнозируемое распределение объемов производства электрической энергии по видам электростанций и направлениям использования (таблица 2).

С учетом планируемых объемов отпуска тепловой энергии электростанциями, районными котельными и электрокотлами разработан

прогноз баланса производства тепловой энергии энергоисточниками организаций ГПО «Белэнерго» до 2025 года (таблица 3).

На основании выполненных прогнозов выработки и потребления электрической и тепловой энергии определен прогноз баланса топливно-энергетических ресурсов на 2021 – 2025 годы (таблица 4).

При этом в 2025 году прогнозируется снижение использования местных видов ТЭР на 33,1 тыс. т у.т. по отношению к 2020 в основном за счет сокращения объемов поставки попутного (отбензиненного) газа на Светлогорскую ТЭЦ из-за снижения объемов добычи нефти, углубления ее переработки в связи с модернизацией производства Белорусского газоперерабатывающего завода (БГПЗ). Снижение объема использования местных видов ТЭР на Пинской ТЭЦ и Бобруйской ТЭЦ-1 обусловлено передачей тепловых нагрузок на Западную мини-ТЭЦ и Бобруйскую ТЭЦ-2 соответственно для загрузки электрокотлов в межотопительный период.

Увеличение производства тепловой энергии в 2021 – 2025 годах обусловлено растущими объемами жилищного строительства в крупных городах и передачей тепловых нагрузок с энергоисточников, находящихся в собственности административно-территориальных единиц, на энергоисточники, находящиеся в собственности Республики Беларусь и хозяйственное ведение энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго».

Таблица 2. Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии Республики Беларусь до 2025 года, млн. кВт·ч

№ п/п	Показатель	Факт		Прогноз				
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Производство	40264	38516	41289	42821	43219	43429	44337
1.1.	ГПО «Белэнерго», в т.ч.:	35944	34035	35898	37307	37702	37912	38624
1.1.1.	КЭС	20732	18390	12597	7838	4965	4965	5443
1.1.2.	ТЭЦ	14862	14913	14328	13604	13814	14024	14235
1.1.3.	ВИЭ	350	394	372	380	380	380	403
1.1.4.	АЭС	0	338	8601	15485	18543	18543	18543
1.2.	Блок-станции, в т.ч.:	4320	4481	5391	5514	5517	5517	5713
1.2.1.	ископаемые виды	3779	3632	4133	4234	4234	4138	4238
1.2.2.	ВИЭ	541	849	1258	1280	1283	1379	1475
2.	Импорт	32	154	0	0	0	0	0
3.	Экспорт	2370	653	0	0	0	0	0
4.	Потребление, в т.ч.:	37926	38017	41289	42821	43219	43429	44337
4.1.	полезный отпуск потребителям, в т.ч.:	29120	28933	29626	30515	30727	30985	31803
4.1.1	реальному сектору экономики	22230	22094	22597	23503	23682	23900	24675
4.1.2.	населению	6890	6839	7029	7012	7045	7085	7128
4.2.	потребление в Белорусской энергосистеме, в т.ч.:	5330	5188	7551	8260	8446	8451	8541
4.2.1.	технологические нужды генерации и сетей	5329	5068	5318	5316	5271	5276	5366
4.2.2.	электродвигателями на производство тепловой энергии	1	82	1618	1837	1849	1849	1849
4.2.3.	собственные нужды АЭС	0	38	615	1107	1326	1326	1326
4.3.	собственные нужды организаций- владельцев блок-станций	3476	3897	4112	4046	4046	3993	3993
5.	Пиковая мощность, МВт	5969	5981	6272	6300	6350	6400	6450

Таблица 3. Прогноз баланса производства тепловой энергии энергоисточниками организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», до 2025 года, тыс. Гкал

№ п/п	Показатель	Факт		Прогноз				
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	КЭС	288	281	132	–	–	–	–
2.	ТЭЦ	28599	27837	27237	28096	28013	28013	28010
3.	РК	3913	3812	3569	4025	4096	4096	4099
4.	Электрокотлы	–	71	1329	1728	1739	1739	1739
	Итого по организациям ГПО «Белэнерго»	32800	32001	32267	33849	33848	33848	33848

Таблица 4. Прогноз баланса топливно-энергетических ресурсов, потребляемых энергоисточниками организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», на 2021 – 2025 годы, тыс. т у.т.

№ п/п	Показатель	Факт		Прогноз				
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Газ природный	13244,25	11890,62	11384,39	9280,32	8933,95	8686,09	9189,30
2.	Мазут топочный	61,11	663,59	102,65	99,96	60,77	65,11	35,43
3.	Газ попутный	63,87	69,06	71,73	50,37	48,07	43,59	41,87
4.	Прочие виды топлива в том числе:	150,55	149,07	138,31	135,59	135,61	137,15	142,08
4.1.	Печное топливо	0,17	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
4.2.	Древесное топливо	90,1	91,55	87,16	84,84	84,27	85,19	88,31
4.3.	Торф фрезерный	15,28	19,06	18,12	19,76	20,61	20,97	20,16
4.4.	Торфобриккет	19,1	20,71	19,03	19,33	19,07	19,33	20,99
4.5.	Лигнин	20,62	15,04	12,99	10,90	10,90	10,90	11,67
4.6.	Торфодревесное топливо	4,35	1,77	-	-	-	-	-
4.7.	Биогаз	0,93	0,91	0,97	0,72	0,72	0,72	0,91
	Итого:	13519,78	12772,33	11697,07	9566,25	9178,40	8931,94	9408,68

3. Развитие генерирующих мощностей

Оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» будет осуществляться в рамках заданных значений индикаторов энергетической безопасности с учетом технических и экономических показателей как конкретных станций, так и энергосистемы в целом.

На основании базовых сценариев участия генерирующего оборудования в отопительный и межотопительный периоды, установленных в Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года определены прогнозные показатели развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы на 2021 – 2025 годы, которые приведены в приложении 1.

До 2025 года планируется вывести из эксплуатации конденсационные генерирующие источники суммарной установленной мощностью 1 030 МВт⁷:

блоки № 3, 4 Березовской ГРЭС – 430 МВт;

блоки № 5, 8 Лукомльской ГРЭС – 600 МВт.

Резерв мощности для ликвидации аварийных ситуаций будет обеспечен за счет реализации проектов по строительству ПРЭИ на базе ГТУ (таблица 5).

Таблица 5. Строительство пиково-резервных энергоисточников

№ п/п	Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт	Мероприятие
1.	Лукомльская ГРЭС	150	Установка 3-х ГТУ единичной мощностью 51,6 МВт
2.	Новополоцкая ТЭЦ	100	Установка 2-х ГТУ единичной мощностью 51,6 МВт
3.	Березовская ГРЭС (ПС Белоозерск)	250	Установка 5-ти ГТУ единичной мощностью 57 МВт
4.	ТЭЦ-5	300	Установка 6-ти ГТУ единичной мощностью 54,2 МВт

Основной функцией ПРЭИ является создание гарантированного высокоманевренного резерва мощности, предназначенного для ликвидации небаланса электрических мощностей при внеплановом

⁷ Решение о выводе блоков на Березовской и Лукомльской ГРЭС принимается с учётом фактически складывающихся режимов работы Объединенной энергосистемы Беларуси, работы энергосистем, находящихся в параллельной работе с Объединенной энергосистемой Беларуси, темпов развития экономики.

отключении энергоблока АЭС и сохранения надежного электроснабжения потребителей Объединенной энергосистемы Республики Беларусь (далее – ОЭС Беларуси) без их отключения.

Вывод или замена физически и морально устаревшего генерирующего оборудования на современные аналоги окажет положительное влияние на оптимизацию затрат на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, в связи с чем предусматривается:

вывод из эксплуатации турбоагрегатов типа ПТ-60 на Минской ТЭЦ-4 и Минской ТЭЦ-3 с последующей возможностью их замены на современный аналог;

вывод из эксплуатации турбоагрегатов на Новополоцкой ТЭЦ суммарной мощностью 110 МВт и строительство турбоагрегата мощностью 50 МВт;

вывод из эксплуатации турбоагрегата на Жодинской ТЭЦ мощностью 27 МВт с заменой на 12 МВт;

установка приключенной турбины Р-18/24-2,1/0,25 на Могилевской ТЭЦ-2 мощностью 20,2 МВт;

завершение реконструкции Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей очереди 14 МПа. (1-ая очередь) с вводом турбоагрегата установленной мощностью 115 МВт.

За счет указанных мероприятий на ТЭЦ будет выведено из эксплуатации 257 МВт устаревших электрогенерирующих мощностей, введено 197,2 МВт современной генерации.

Ввод в 2020 году на ряде ТЭЦ электродкотлов, а также наличие значительного резерва тепловой мощности позволяет обеспечить качественное теплоснабжение всех потребителей.

В 2020 году коэффициент использования установленной мощности районных котельных в целом по ГПО «Белэнерго» составил 6,9%, а число часов использования установленной мощности – 604 часа. Это свидетельствует о наличии избыточных мощностей. Учитывая отсутствие тенденций роста теплопотребления за прошлый период, в перспективе не следует ожидать его существенного увеличения. По этой причине необходимо рассмотреть возможность оптимизации состава основного оборудования районных котельных, паровых и водогрейных котлов на ТЭЦ с возможным выводом его из эксплуатации (демонтаж, консервация).

В целях оптимизации использования теплогенерирующего оборудования, включая электродкотлы, увеличения объемов использования местных видов топливно-энергетических ресурсов на энергоисточниках с тремя и более видами топлива необходимо предусмотреть сокращение мазутных хозяйств с обеспечением

резервирования за счет природного газа как аварийного вида топлива. В

этих целях на мини-ТЭЦ «Барань» в 2023 году планируется установка двух водогрейных котлов на фрезерном торфе номинальной тепловой мощностью по 4 МВт каждый.

Объемы вывода из эксплуатации (сокращения) неиспользуемого теплогенерирующего оборудования в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», в 2021 – 2025 годах составят 500 Гкал/ч водогрейных и 2834 т/ч паровых котлоагрегатов, перечень которых приведен в приложении 2.

4. Электрические сети и подстанции

Основными целями развития системообразующей сети ОЭС Беларуси являются:

- организация выдачи мощности существующих электростанций при их реконструкции, вводе новых блоков;

- повышение надежности электроснабжения отдельных крупных энергоузлов (Слуцк, Барановичи, Мозырь, Полоцк);

- улучшение технико-экономических показателей функционирования электрических сетей;

- формирование системообразующей сети 330 – 750 кВ;

- поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ;

- при достаточном уровне электрических нагрузок вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением по их трассе ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте;

- при низких уровнях электрических нагрузок и соответствующей конфигурации сети 10 кВ перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

Учитывая географическое положение Республики Беларусь и возможности технико-экономической кооперации энергосистем, одной из стратегических целей развития системообразующей сети ОЭС Беларуси является развитие и организация межсистемных связей (синхронных и несинхронных) со всеми смежными энергосистемами. На данный момент отсутствуют электрические связи ОЭС Беларуси с энергосистемами Польши и Латвии.

Также важной задачей является повышение надежности электроснабжения областных городов и районных центров.

В связи с тем, что основным источником генерации электроэнергии ОЭС Беларуси будет являться Белорусская АЭС, планируется прирост

межсистемных перетоков между областными энергосистемами, и как следствие – рост нагрузочных потерь при транспортировке электроэнергии по линиям в зависимости от удаленности потребителей. Также плановый рост отпуска электрической энергии в сеть с учетом работы электрокотлов приведет к прогнозируемому увеличению технологического расхода электрической энергии на транспорт в электрических сетях по отношению к достигнутому в 2020 году – 8,16%. Однако, планируемые объемы реконструкции и модернизации электрических сетей и подстанций, позволят снизить его значение до 8,01% в 2025 году.

4.1. Развитие и реконструкция сети 220 – 750 кВ

Для снижения износа сети 330 кВ в ОЭС Беларуси требуется ежегодная реконструкция (строительство) порядка 200 км ВЛ 330 кВ.

В рассматриваемый период по сети 220 – 330 кВ планируется реализация следующих мероприятий:

реконструкция ВЛ 330 кВ № 432 Лукомльская ГРЭС – Мирадино;

реконструкция ВЛ 330 кВ № 560 Сморгонь – Лида по территории Ивьевского и Лидского районов с заменой опор УБ-330;

строительство ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС – Пинск – Микашевичи (длиной 177 км);

сооружение ВЛ 330 кВ Мозырь – Микашевичи (длиной 150 км);

сооружение захода-выхода ВЛ 330 кВ АЭС – Россь на ПС 330 кВ Лида (длиной 2×3 км);

реконструкции ВЛ 220 кВ № 207 Березовская ГРЭС – Ивацевичи;

ликвидация негабаритов ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – Слуцк на участке опор № 183 – 200 (протяженность 8,26 км).

Мероприятия по реконструкции подстанций 330 – 750 кВ ОЭС Беларуси приведены в таблице 6.

Таблица 6. Мероприятия по реконструкции подстанций 330 – 750 кВ

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие
1.	ПС 750/330 кВ Белорусская	замена выключателей 330 кВ
2.	ПС 330 кВ Калийная	установка АТ2 330/110/10 кВ 200 МВ·А; установка выключателей 110 кВ и 330 кВ
3.	ПС 330 кВ Минск Восточная	реконструкция ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ; замена АТ1 330/110 кВ 200 МВ·А;

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие
		реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей 110 кВ
4.	ПС 330 кВ Могилев (ведется реконструкция)	выполнение ОРУ 330 кВ с применением выключателей-разъединителей (DCB) 330 кВ; замена двух АТ 330/110/10 кВ по 200 МВ·А; выполнение ОРУ 110 кВ с использованием выключателей-разъединителей (DCB)
5.	ПС 330 кВ Молодечно	реконструкция ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ; замена АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 200 МВ·А; реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей 110 кВ
6.	ПС 330 кВ Орша	реконструкция ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ на элегазовые; замена АТ2 330/110 кВ 200 МВ·А; демонтаж АТ1 330/110 кВ 125 МВ·А; реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей 110 кВ
7.	ПС 330 кВ Полоцк (Полоцкая)	сооружение нового ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ; замена АТ1 125 МВ·А на АТ 200 МВ·А; замена выключателей 110 кВ
8.	ПС 330кВ Россь	установка УШР
9.	ПС 330 кВ Слуцк (Слуцкая)	реконструкция ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ на элегазовые; замена АТ1 и АТ2 330/110 кВ по 200 МВ·А; реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей 110 кВ
10.	ПС 330 кВ Сморгонь	замена выключателей 330 кВ
11.	ПС 330 кВ Лида	реконструкция ОРУ 330 кВ с заменой выключателей 330 кВ; реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей 110 кВ
12.	ПС 330 кВ Мозырь	перевод ОРУ 330 кВ на «полупотрону»

№ п/п	Наименование объекта	Мероприятие
		схему с установкой выключателей 330 кВ; ⁸ установка АТ 3 330/110 кВ 200 МВ·А; реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой выключателей на элегазовые

При замене выключателей необходимо предусматривать мероприятия по реконструкции вторичных цепей и замены устройств РЗА на микропроцессорные.

Мероприятия по модернизации сети 220 кВ с учетом объемов электросетевого строительства, реконструкции и технических решений по сети 330 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7. Мероприятия по модернизации сети 220 кВ

№ п/п	Мероприятия	
	Сеть 330 (110) кВ	Сеть 220 кВ
1.	Реконструкция ПС 330 кВ Барановичи	Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ: ПС 220 кВ: Барановичи-220; ВЛ 220 кВ Барановичи – Барановичи-220 №1, 2; ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Слуцк; ВЛ 220 кВ Барановичи – Столбцы. Перевод на напряжение 110 кВ ВЛ 220 кВ Столбцы – Дубовый Лес
2.	Сооружение ВЛ 330 кВ Барановичи - Столбцы	
3.	Реконструкция ПС 330 кВ Столбцы	
4.	Реконструкция ПС 220 кВ Дубовый Лес	
5.	Перевод ПС 220 кВ Дубовый Лес, Лапичи, Осиповичи, Центролит на напряжение 110 кВ	Вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ: Мирадино – Осиповичи – Лапичи – Дубовый Лес; Светлогорск 220 – Центролит. Реконструкция ПС 220 кВ Центролит с переводом на напряжение 110 кВ

⁸ Окончательное решение о целесообразности и сроках реализации мероприятия будет приниматься по итогам разработки ОАО «Мозырский НПЗ» предпроектной (предынвестиционной) документации после определения стоимости реконструкции ПС-330 кВ «Мозырь» совместно со стоимостью строительства объекта «Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора», предусмотренного к вводу Межотраслевым комплексом мер

№ п/п	Мероприятия	
	Сеть 330 (110) кВ	Сеть 220 кВ
6.	Реконструкция ПС 330 кВ Россь	Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 220 кВ: ВЛ 220 кВ Гродно-Южная – Россь; ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – Россь. Перевод на напряжение 110 кВ ВЛ 220 кВ Гродно – Гродно-Южная
7.	Реконструкция ПС 330 кВ Гродно Южная	
8.	Реконструкция ПС 330 кВ Гродно	
9.	Реконструкция Гродненской ТЭЦ	

4.2. Средства компенсации реактивной мощности

В настоящее время в сетях 330 кВ и выше в качестве СКРМ используются преимущественно шунтирующие реакторы.

На ПС 750 кВ Белорусская на напряжении 750 кВ установлены два нерегулируемых шунтирующих реактора мощностью по 330 Мвар.

При вводе в эксплуатацию КРУЭ 330 кВ АЭС в работу были введены два УШР мощностью по 180 Мвар напряжением 330 кВ, подключаемые к сборкам 330 кВ КРУЭ 330 кВ.

После выхода Белорусской АЭС на проектную мощность и снижения состава генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ будут наблюдаться избытки реактивной мощности в ОЭС Беларуси и для ее компенсации планируется ввод в работу шунтирующих реакторов на следующих подстанциях:

ПС 330 кВ Россь – УШР мощностью 180 Мвар с диапазоном регулирования 5 – 100 % от номинальной мощности;

ПС 330 кВ Столбцы – второй нерегулируемый ШР мощностью 20 Мвар, ввод ШР намечен к моменту ввода ВЛ 330 кВ Барановичи – Столбцы (в рамках выполнения 3-й очереди строительства).

Дополнительные СКРМ суммарной мощностью 700 Мвар необходимо ввести на Лукомльской ГРЭС, ТЭЦ-5, ПС 330 кВ Белоозерск, ПС 330 кВ Гомсельмаш, ПС 330 кВ Микашевичи, ПС 330 кВ Гродно Южная, ПС 330 кВ Брест-1 и ПС 330 кВ Могилев Северная.

4.3. Схемы выдачи мощности пиково-резервных энергоисточников

Реализация схем выдачи мощности ПРЭИ разрабатывалась с учетом размещения ПРЭИ в энергоузлах с разветвленной

системообразующей сетью 330 кВ для минимизации необходимого электросетевого строительства. Разработанные схемы выдачи мощности ПРЭИ предполагают следующие объемы электросетевого строительства:

реконструкция Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ.

Предусматривается установка ПРЭИ суммарной мощностью 150 МВт на Лукомльской ГРЭС с подключением трех блоков ПРЭИ на напряжение 330 кВ и установка ПРЭИ суммарной мощностью 100 МВт на Новополоцкой ТЭЦ с подключением двух блоков ПРЭИ на напряжение 110 кВ:

реконструкция ОРУ 330 кВ Лукомльской ГРЭС с установкой двух выключателей 330 кВ;

реконструкция ЗРУ 110 кВ Новополоцкой ТЭЦ с установкой двух выключателей 110 кВ.

Для организации ПРЭИ на Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ предусматривается установка ГТУ единичной мощностью 51,6 МВт, подключаемых через блочные трансформаторы напряжением 330/10 кВ и 110/10 кВ мощностью 63 МВ·А;

реконструкция ПС 330 кВ Белоозерск и Березовской ГРЭС.

На Березовской ГРЭС предусматривается установка ПРЭИ суммарной мощностью 250 МВт (ГТУ в количестве 5 шт. установленной мощностью по 57 МВт каждый) с подключением всех блоков ПРЭИ на напряжение 110 кВ:

реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Белоозерск с установкой двух выключателей 330 кВ и автотрансформатора АТ4 напряжением 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А;

сооружение нового ОРУ 110 кВ Березовской ГРЭС с подключением ПРЭИ мощностью 250 МВт и перезавод всех ВЛ 110 кВ в новое ОРУ 110 кВ;

реконструкция ТЭЦ-5.

Предусматривается установка ПРЭИ суммарной мощностью 300 МВт (ГТУ в количестве 6 шт. единичной мощностью по 54,2 МВт каждый) с подключением двух блоков ПРЭИ на напряжение 330 кВ и четырех блоков ПРЭИ на напряжение 110 кВ:

установка автотрансформатора напряжением 330/110 кВ АТ мощностью 200 МВ·А с установкой выключателя 330 кВ и 110 кВ;

реконструкция ОРУ 330 кВ с установкой трех элегазовых выключателей 330 кВ и подключением двух блоков ПРЭИ суммарной мощностью 100 МВт;

реконструкция ОРУ 110 кВ с установкой четырех выключателей 110 кВ и подключением четырех блоков ПРЭИ суммарной мощностью 200 МВт.

4.4. Использование электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления

Для эффективной режимной интеграции АЭС в баланс энергосистемы в части прохождения ночных провалов нагрузок без реализации специальных мероприятий потребуется ежесуточный останов части конденсационных блоков и теплофикационных мощностей на ТЭС в ночные часы, что недопустимо по условиям надежности и безопасности работы электростанций. В 2020 году завершён в Белорусской энергосистеме ввод электродвигателей суммарной установленной мощностью 916 МВт. Мощности электродвигателей, включаемые в режимах минимальных нагрузок в энергетических узлах ОЭС Беларуси, приведены в таблице 8.

Таблица 8. Режимы работы электродвигателей в ОЭС Беларуси в зимний и летний минимумы нагрузок

№ п/п	Наименование	Р _{уст.} , МВт	Р _{нагр.} , МВт	
			Зима	Лето
ГРЭС				
1.	Лукомльская ГРЭС	80,0	80,0	13,3
2.	Березовская ГРЭС	30,0	30,0	17,1
Итого по ГРЭС		110,0	110,0	30,4
ТЭЦ				
3.	Минская ТЭЦ-4	160,0	160,0	151,0
4.	Минская ТЭЦ-3	100,0	100,0	30,0
5.	Минская ТЭЦ-2	40,0	40,0	4,0
6.	Гомельская ТЭЦ-2 (ТЭЦ-26)	80,0	80,0	80,0
7.	Гродненская ТЭЦ-2 (ТЭЦ-23)	60,0	60,0	0,0
8.	Могилевская ТЭЦ-2 (ТЭЦ-21)	40,0	40,0	3,5
9.	Бобруйская ТЭЦ-2 (ТЭЦ-22)	30,0	30,0	0,0
Итого по ТЭЦ		510,0	510,0	268,5
Мини-ТЭЦ				
10.	Западная МТЭЦ (г. Пинск)	40,0	40,0	0,0
11.	Лидская МТЭЦ	10,0	10,0	10,0
12.	Северная МТЭЦ (г. Гродно)	30,0	30,0	24,3
13.	Молодечненская МТЭЦ	40,0	40,0	13,0
14.	Солигорская МТЭЦ	20,0	20,0	20,0
Итого по Мини-ТЭЦ		140,0	140,0	67,3
Котельные				
15.	РК «Черниговская» (г. Гомель)	16,0	16,0	16,0
16.	Восточная РК-2 (г. Брест)	30,0	30,0	0,0
17.	Южная РК (г. Брест)	40,0	40,0	40,0
18.	РК «Северная» (г. Витебск)	20,0	20,0	13,2
19.	РК в г. Костюковичи	10,0	10,0	10,0
20.	РК «Рогачевская» (г. Рогачев)	40,0	40,0	17,9
Итого по котельным		156,0	156,0	97,1
Итого по организациям ГПО «Белэнерго»		916,0	916,0	463,3

Следует отметить, что величины загрузки электрокотлов в режиме летнего минимума нагрузок будут задаваться в зависимости от конкретных теплофикационных нагрузок и допустимых условий эксплуатации таких источников.

В рассматриваемый период дополнительно запланирована установка электрокотла мощностью 20 МВт в филиале ТЭЦ-5 (РУП «Минскэнерго»).

Кроме того, распоряжением Президента Республики Беларусь от 01.07.2020 № 119рп определен комплекс мероприятий, направленный на увеличение использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения у потребителей, включая теплоснабжение вновь вводимых жилых районов и индивидуальной застройки.

Увеличение использования электроэнергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления обуславливает значительный рост электрической нагрузки непосредственно у потребителя, как в дневное, так и в ночное время суток.

Изначально при проектировании и строительстве питающих подстанций напряжением 330/110 кВ, понизительных подстанций напряжением 110/10 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, распределительных пунктов напряжением 10 кВ, воздушных и кабельных линий напряжением 10 – 330 кВ не предусматривался значительный перспективный рост электрической нагрузки для организации использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения.

Увеличение электрической нагрузки непосредственно у потребителя влечет за собой необходимость масштабной реконструкции и строительства новых распределительных электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ и электрических сетей напряжением 110 кВ. Для использования последних достижений в области развития электрических сетей 0,4 – 10 кВ потребуется внесение изменений в действующие технические нормативные правовые акты (далее – ТНПА) и разработка новых с целью решения основных проблемных вопросов, препятствующих возможности более широкого использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения в жилом фонде.

Реконструкция и строительство сетей электроснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения с учетом обеспечения требуемой категорийности данных электроприемников потребует значительных капитальных затрат.

Решения по объемам электросетевого строительства должны приниматься на основании технико-экономического обоснования в первую очередь для новой жилой застройки.

Целесообразно закладывать дополнительное электросетевое строительство при возведении новых районов многоэтажной и усадебной застройки при отсутствии сетей газо- и теплоснабжения.

4.5. Развитие и модернизация распределительных сетей

Постепенный естественный физический износ оборудования, конструкций, материалов в распределительных электрических сетях приводит к снижению надежности электроснабжения, а увеличение подключенных к сети нагрузок – к снижению качества электроэнергии и повышению потерь электроэнергии. Уровень автоматизации объектов сети оказывается недостаточным. Поэтому существует необходимость развития и модернизации распределительных электрических сетей и их технического перевооружения, которые должны осуществляться на современных принципах и современной элементной базе.

Повышению надежности и качества электроснабжения потребителей способствует применение:

- секционирующих пунктов, особенно с использованием автоматических секционирующих устройств (СУ) – реклоузеров на базе вакуумных выключателей;

- систем автоматического включения резерва;

- устройств для определения мест повреждения сети;

- микропроцессорных устройств для систем контроля, защиты, управления, средств связи и передачи данных;

- многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии.

Проектные решения для вновь сооружаемых распределительных сетей должны предусматривать использование:

- современного энергоэффективного электрооборудования;

- изолированных проводов;

- кабелей 10(6) кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена;

- усовершенствованных конструкций трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6 – 10/0,38 кВ, трансформаторов, распределительных пунктов (РП), распределительных устройств (РУ), выключателей, не требующих частых ремонтов.

Эти мероприятия способствуют увеличению продолжительности межремонтного периода, снижению времени и средств на обслуживание сети.

В целях повышения уровня электробезопасности, ограничения перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю и обеспечения селективной работы релейной защиты распределительную сеть 10 (6) кВ рекомендуется выполнять с резистивным заземлением нейтрали с установкой резисторов на шинах 10 (6) кВ питающих подстанций 110 (35) кВ преимущественно для подстанций, где согласно ТНПА требуется компенсация емкостных токов, а также преобладает кабельная распределительная сеть.

Для снижения потерь мощности следует рассматривать вопрос перевода распределительных сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

В распределительной сети вопросы повышения надежности электроснабжения потребителей, особенно в период неблагоприятных погодных-климатических условий, стихийных природных явлений и процессов, для ВЛ, просеки которых граничат с землями лесного фонда, также планируется обеспечивать за счет следующих организационных и технических решений:

замена неизолированного провода на защищенный (покрытый) провод ВЛ напряжением 10 (6) кВ или замена ВЛ напряжением 10 (6) кВ на КЛ;

автоматизация сети с применением реклоузеров.

Сеть 110 кВ

В связи с большой протяженностью, широким спектром решаемых локальных задач, топологией сети и географическими особенностями местности развитие сетей 110 кВ рассматривается при изменении уровней электрических нагрузок либо требований по надежности энергоузлов при разработке перспективных схем развития сетей.

Для электроснабжения новых потребителей (в том числе свободных экономических зон в Республике Беларусь) согласно схемам развития сетей энергоузлов предусматривается сооружение (реконструкция) ряда подстанций 110 кВ и ВЛ 110 кВ.

Сеть 35 кВ

В ОЭС Беларуси принята концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 (10) кВ, в связи с этим реконструкция сетей 35 кВ предусматривается в объемах поддержания работоспособного состояния оборудования и ВЛ 35 кВ. Основным критерием при определении дальнейшей перспективы эксплуатации сети 35 кВ ОЭС Беларуси является уровень электрических нагрузок энергорайона.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций

35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте.

При низких уровнях электрических нагрузок энергорайона и соответствующей конфигурации сети 10 кВ намечается перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

Сеть 0,4 – 10 кВ

Сеть напряжением 0,4 – 10 кВ является основной сетью электроснабжения локальных промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

На рассматриваемый период в ОЭС Беларуси прогнозируется рост потребления электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления. Данный фактор потребует внимания к развитию распределительных сетей 0,4 – 10 кВ.

При реконструкции электрических сетей и подстанций 0,4-10 кВ необходимо рассматривать возможность применения накопителей электрической энергии и при технико-экономической целесообразности использовать данное оборудование для повышения надежности электроснабжения потребителей.

Для снижения износа сети 0,4 – 10 кВ в ОЭС Беларуси и создания условия по увеличению использования электрической энергии потребителями требуется ежегодное строительство (реконструкция) порядка 2700 км электрических сетей 0,4 – 10 кВ.

5. Тепловые сети

Протяженность тепловых сетей в ведении организаций ГПО «Белэнерго» составляет более 7 500 км (в однотрубном исчислении), а находящихся в ведении организаций жилищно-коммунального хозяйства – около 16 000 км. Незначительная часть сетей принадлежит иным организациям. Создание крупных промышленных и теплофикационных комплексов, в Республике Беларусь в основном пришлось на 70-80-е годы прошлого столетия и, соответственно, на сегодняшний день нормативные сроки их службы, в т.ч. тепловых сетей, истекли.

После ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции и ее интеграции в баланс энергосистемы предлагается рассмотреть вариант минимизации эксплуатируемого оборудования тепловых электрических станций и котельных энергосистемы при условии удовлетворения в востребованных объемах отпуска тепла потребителям.

Для обеспечения снижения износа тепловых сетей в 2021 – 2025 годах до 45% объемы плановой реконструкции (модернизации) и

нового строительства планируются по организациям ГПО «Белэнерго» порядка 280 км в год. Требуемый размер капитальных вложений в 2021 – 2025 годы – 1273,9 млн. руб.

Данный показатель может уточняться с учетом наличия источников и объемов финансирования. Вместе с тем должно быть обеспечено надежное теплоснабжение потребителей.

Объемы строительства (реконструкции) тепловых сетей в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», приведенные в таблице 9, определяются на основании ежегодных инвестиционных программ и уточняются ежегодно по результатам разработки проектно-сметной документации и схем теплоснабжения населенных пунктов.

Таблица 9. Объемы⁹ строительства (реконструкции) тепловых сетей в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», в 2021 – 2025 годах

Организация, населенный пункт	годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2021 – 2025
РУП «Брестэнерго»	2,6	31,7	31,7	31,6	31,9	129,5
г. Брест		13,4	13,1	14,7	13,4	54,6
г. Барановичи	0,7	6,1	6,1	3,6	6,6	23,1
г. Пинск	1,9	9,2	9,4	10,3	8,8	39,6
г. Белоозерск		3,0	3,1	3,0	3,1	12,2
РУП «Витебскэнерго»	36,5	44,8	44,3	43,4	41,2	210,2
г. Витебск	15,8	18,7	18,2	18,7	18,7	90,1
г. Орша и г. Барань	8,3	9,0	9,6	9,0	5,3	41,2
г. Полоцк	4,6	5,3	5,7	5,5	5,6	26,8
г. Новополоцк	5,9	7,8	7,8	7,9	9,1	38,4
г. Новолукомль	1,1	2,4	2,4	2,4	2,5	10,8
г.п. Ореховск	0,7	1,5	0,7			2,9
РУП «Гомельэнерго»	29,2	37,5	37,5	37,5	37,5	179,2
г. Гомель	25,0	24,5	25,0	25,2	25,5	125,2
г. Мозырь	2,5	6,5	6,7	6,8	7,0	29,5
г. Светлогорск	1,7	6,5	5,8	5,5	5,0	24,5
РУП «Гродноэнерго»	21,2	30,0	30,0	30,0	30,0	141,2
г. Гродно	16,0	24,0	24,0	24,0	24,0	112,0
г. Лида	5,2	6,0	6,0	6,0	6,0	29,2
РУП «Минскэнерго»	74,6	121,0	121,0	121,0	121,0	558,6

⁹ Объем строительства (реконструкции) тепловых сетей подлежит уточнению на стадии формирования инвестиционной программы с учётом источников финансирования

Организация, населенный пункт	годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2021 – 2025
г. Минск	60,0	115,6	110,1	113,7	113,1	512,5
зона теплоснабжения ТЭЦ-5	4,5		2,7		1,0	8,2
г. Жодино	4,3	1,4	2,4	3,0	2,1	13,2
г. Молодечно	5,8	4,0	5,8	4,3	4,8	24,7
РУП «Могилевэнерго»	16,7	31,1	31,1	31,1	31,1	141,2
г. Могилев	8,5	19,7	20,4	20,1	20,3	89,0
г. Бобруйск	1,9	9,1	9,7	9,8	9,7	40,3
г. Осиповичи	1,0	1,8	0,4	0,8	0,6	4,6
г. Костюковичи	5,3	0,5	0,6	0,4	0,5	7,3
Всего по ГПО «Белэнерго»	180,7	296	295,7	294,7	292,7	1359,9

Дополнительно предусматривается проведение ремонтов с заменой участков тепловых сетей протяженностью 275,1 км (3,6%). При этом объем ремонтных работ зависит от текущего технического состояния тепловых сетей, находящихся на балансе организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», продолжительности их эксплуатации, результатов проведения испытаний, диагностики и других факторов.

Объемы ремонтов тепловых сетей по организациям, входящим в состав ГПО «Белэнерго» приведены в таблице 10.

Таблица 10. Прогнозируемые объемы замены тепловых сетей за счет средств на ремонтное обслуживание ГПО «Белэнерго».

Организация	Объем замены тепловых сетей (ремонт), км					
	2021	2022	2023	2024	2025	2021 – 2025
РУП «Брестэнерго»	8,6	8,0	8,0	7,0	7,0	38,6
РУП «Витебскэнерго»	15,0	14,7	14,4	14,2	14,0	72,3
РУП «Гомельэнерго»	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	21,1
РУП «Гродноэнерго»	4,8	2,0	1,5	1,5	1,5	11,3
РУП «Минскэнерго»	21,9	22,0	22,1	22,1	22,1	110,3
РУП «Могилевэнерго»	2,6	3,8	4,2	4,9	6,0	21,5
ГПО «Белэнерго»	56,9	54,6	54,4	54,1	55,1	275,1

Снижение технологического расхода на транспорт теплоносителя и повышение надежности теплоснабжения потребителей должно осуществляться путем соблюдения следующих условий при проектировании и строительстве тепловых сетей:

строительство тепловых сетей осуществлять с использованием предварительно изолированных труб (при надземной прокладке – с высокоэффективной теплоизоляцией);

оснащение зданий индивидуальными тепловыми пунктами обеспечивать по независимой схеме;

для регулирования теплотребления предусматривать:

в обоснованных случаях установку аккумуляторов тепловой энергии;

подключение к тепловым сетям новых потребителей по независимой схеме через индивидуальные тепловые пункты, оборудованные средствами автоматического регулирования и учета потребления тепловой энергии, отвечающие требованиям, регламентированным для включения этих индивидуальных пунктов в распределенную автоматизированную систему управления технологическими процессами теплоснабжения города (района). Применение зависимой схемы допускается только при реконструкции действующих систем теплоснабжения и выполнении технико-экономического обоснования.

При проектировании производственных, общественных и жилых зданий предполагается предусматривать энергоэффективные технологии отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения с теплогенеративными и аккумулирующими элементами для возможности работы теплового оборудования на пониженных параметрах теплоносителя.

Реализация предложенных мероприятий позволит снизить технологический расход тепловой энергии на ее транспорт на 0,55 процентных пункта по отношению к 2020 году. По г. Минску планируется достижение показателя по организациям, входящим в состав ГПО «Белэнерго» до уровня 5,82%, а в целом с учетом других теплоснабжающих организаций до 5%.

Практически по всем населенным пунктам планируется обеспечить в 2025 году уровень технологического расхода тепловой энергии на ее транспорт не более 10%.

В связи с особенностями схем теплоснабжения и балансов отпуска тепловой энергии в г.Пинск, г.Белоозерск, г.п.Ореховск, г.Молодечно и зоне теплоснабжения ТЭЦ-5 уровень технологического расхода тепловой энергии на ее транспорт в 2025 году будет превышать 10%.

В городах Лунинец и Борисов планируется осуществить перераспределение расходов тепловой энергии на производственные нужды, а в Рогачеве, Жлобине, Речице привести в соответствие договорные и фактические точки разграничения балансовой принадлежности тепловых сетей.

Динамика изменения относительных тепловых потерь в крупных городах республики, будет значительно зависеть от расширения зон теплоснабжения ввиду нового строительства и ввода многоквартирного жилого фонда.

6. Цифровая трансформация энергетической отрасли

Основной целью цифровой трансформации организаций ГПО «Белэнерго» является создание условий для повышения надежности, технологической, экономической и организационно-структурной эффективности функционирования электроэнергетики путем внедрения передовых информационных технологий в процессы, протекающие в энергетической отрасли.

Для достижения данной цели должны быть решены следующие ключевые задачи цифрового развития:

- совершенствование механизмов отраслевого управления с применением платформенных и кросс-платформенных решений;

- цифровая трансформация электроэнергетики;

- автоматизация внутренних и внешних бизнес-процессов организаций энергосистемы (закупка товаров (работ, услуг) и мониторинг складских запасов, система менеджмента качества, кадровая работа, формирование и подача отчетных данных и другое);

- внедрение информационных технологий в управление межгосударственными интеграционными процессами и организация межгосударственного информационного взаимодействия;

- обеспечение защиты данных граждан;

- реализация схемы развития магистральной сети волоконно-оптической и радиорелейной связи до 2030 года и выполнение планов модернизации и развития транспортной сети связи ОЭС Беларуси.

Вопросы развития (внедрения) информационно-коммуникационных технологий, реализации проектов с применением цифровых (интеллектуальных) технологий предусматривает реализацию в отношении подчиненных организаций (организаций, входящих в состав подчиненных организаций) следующих мероприятий, направленных на:

- создание, модернизацию и развитие автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);

- создание, модернизацию и развитие автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями (элементы системы «умные сети»);

- создание, модернизацию и развитие автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ) трех уровней: АСКУЭ межгосударственных, межсистемных перетоков и генерации, региональных АСКУЭ и АСКУЭ промышленных потребителей, а также

АСКУЭ бытовых потребителей с учетом этапности внедрения в жилищном фонде республики, системы комплексного контроля и учета энергоресурсов (тепловой энергии, электрической энергии, природного или сжиженного углеводородного газа), холодной и горячей воды и (или) унифицированной системы управления, контроля и учета информации инженерных систем интеллектуальных зданий;

создание и развитие автоматизированной системы контроля и учета тепловой энергии;

автоматизацию основных бизнес-процессов, создание, модернизацию и развитие информационных систем, внедрение ведомственных систем электронного документооборота, с возможностью подключения и работы с системой межведомственного документооборота государственных органов Республики Беларусь;

перевод в электронную форму осуществления через единый портал электронных услуг административных процедур, осуществляемых в отношении субъектов хозяйствования и граждан;

создание, модернизацию и развитие систем электронных услуг и платежей за потребленные услуги электро-, теплоснабжения;

создание механизма контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической и тепловой энергии;

техническое переоснащение предприятий электроэнергетической отрасли в сфере информатизации;

обеспечение информационной безопасности, включая создание и модернизацию систем безопасности критически важных объектов информатизации.

7. Совершенствование нормативно-правовой базы

В Республике Беларусь в условиях отсутствия правовых основ функционирования рыночных отношений в электроэнергетике до планируемого ввода в действие общего рынка газа в 2025 году необходимо сформировать и гармонизировать в рамках Евразийского экономического союза основные акты законодательства.

Перечень нормативных правовых документов, планируемых к разработке для реализации Программы, приведен в таблице 11.

Таблица 11. Нормативные правовые документы, планируемые к разработке в 2021 – 2025 годах для реализации Программы

№ п/п	Вид и наименование нормативного документа	Цель принятия документа	Планируемый срок разработки (принятия)
1.	Закон Республики Беларусь «Об изменении Закона Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии»	Комплексное изменение Закона «Об использовании атомной энергии» с учетом накопившегося опыта и практики реализации государственной политики в области использования атомной энергии.	2023
2.	Указ Президента Республики Беларусь, предусматривающий обеспечение возможности оказания услуг по передаче и распределению по электрическим сетям энергоснабжающих организаций системы Минэнерго электрической энергии, произведенной блок-станциями	в соответствии с пунктом 12 плана мероприятий по выполнению предписаний статьи 2 Закона Республики Беларусь от 11 ноября 2019 г. № 250-З «Об изменении Закона Республики Беларусь «О естественных монополиях», утвержденного Первым заместителем Премьер-министра Республики Беларусь от 31.01.2020 № 32/221-19/34	с учетом интеграционных процессов
3.	Постановление Совета Министров Республики Беларусь, нормативные-правовые акты Минэнерго по реализации Указа Президента Республики Беларусь, содержащегося в пункте 2 настоящей таблицы	регламентирование отношений по купле-продаже электрической энергии, передаче и (или) распределению электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в	в месячный срок со дня принятия Указа Президента Республики Беларусь согласно пункту 2 настоящей таблицы

№ п/п	Вид и наименование нормативного документа	Цель принятия документа	Планируемый срок разработки (принятия)
		электроэнергетике, в соответствии с пунктами 3, 5, 16 и 17 плана мероприятий по выполнению предписаний статьи 2 Закона Республики Беларусь от 11 ноября 2019 г. № 250-З «Об изменении Закона Республики Беларусь «О естественных монополиях», утвержденного Первым заместителем Премьер-министра Республики Беларусь от 31.01.2020 № 32/221-19/34	
4.	Реализация Плана мероприятий по выполнению предписаний статьи 2 Закона Республики Беларусь от 12 мая 2020 г. № 7-З «О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)», утвержденного Заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Назаровым Ю.В. от 09.06.2020 № 03/227-170/127	формирование системы актов, регулирующих общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза, гармонизация законодательства Республики Беларусь с актами, регулирующими ОЭР ЕАЭС	2021 – 2027
5.	Реализация комплекса мероприятий, предусмотренных распоряжением Президента Республики Беларусь от 01.07.2020 № 119рп	разработка проектов нормативных правовых актов и иных документов в соответствии Комплексом мероприятий по реализации распоряжения Президента Республики Беларусь	2021 – 2025

№ п/п	Вид и наименование нормативного документа	Цель принятия документа	Планируемый срок разработки (принятия)
		от 01.07.2020 № 119рп «О дополнительных мерах по решению актуальных вопросов жизнедеятельности населения»	

8. Повышение качества в электроэнергетической сфере

Основной целью повышения качества для организаций электроэнергетической сферы в период 2021 – 2025 годы является совершенствование инфраструктуры качества (техническое нормирование, стандартизация, аккредитация и системный менеджмент) в электроэнергетической сфере, до уровня, соответствующего передовым международным требованиям.

Достижение указанной цели планируется обеспечить решением следующих задач:

повышение безопасности и качества продукции, работ, услуг методами технического нормирования и стандартизации;

развитие испытательных и измерительных лабораторий;

внедрение методов эффективного менеджмента, современных систем управления качеством.

Достижение вышеуказанных задач предусматривается обеспечить посредством реализации организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», мероприятий по совершенствованию инфраструктуры качества (с учетом Программы «Качество 2021 – 2025», утвержденной заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Ю.В. Назаровым 08.12.2020), приведенных в таблице 12.

Таблица 12. Мероприятия по совершенствованию инфраструктуры качества электроэнергетической сферы

Наименование мероприятия	Срок реализации	Ответственные исполнители
1. Техническое регулирование и стандартизация		
1.1. Участие специалистов организаций электроэнергетической сферы в анализе состояния действующих и разработке новых технических регламентов Евразийского экономического союза,	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»

Наименование мероприятия	Срок реализации	Ответственные исполнители
Республики Беларусь, межгосударственных стандартов и государственных стандартов Республики Беларусь на основе передовых международных и региональных стандартов, в актуализации действующего фонда стандартов		
1.2. Участие специалистов организаций электроэнергетической сферы в пределах компетенции в деятельности национальных, региональных (в том числе межгосударственных) технических комитетов по стандартизации	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
1.3. Участие специалистов организаций электроэнергетической сферы в оценке научно-технического уровня действующего фонда стандартов в электроэнергетической отрасли, внесение предложений по актуализации или отмене устаревших стандартов	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
1.4. Участие специалистов организаций электроэнергетической сферы в разработке и актуализации отраслевых стандартов	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
2. Метрология и испытания		
2.1. Внедрение в организациях электроэнергетической сферы практики метрологического аудита в целях обеспечения единства измерений при выполнении работ и оказания услуг	2021 – 2023 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
3. Аккредитация		
3.1.Своевременное подтверждение аттестатов аккредитации испытательных и поверочных лабораторий организаций электроэнергетической сферы в соответствии с требованиями Национальной системы аккредитации Республики Беларусь, а также расширение области их аккредитации при необходимости.	2021 – 2025 годы	Организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго», имеющие аккредитованные лаборатории
3.2. Завершение перехода	2021 год	организации,

Наименование мероприятия	Срок реализации	Ответственные исполнители
аккредитации лабораторий на новую версию ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий»		входящие в состав ГПО «Белэнерго», имеющие аккредитованные лаборатории
4. Внедрение методов эффективного менеджмента и современных систем управления качеством		
4.1. Внедрение в организациях электроэнергетической сферы эффективных систем менеджмента и современных систем управления качеством при необходимости	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
4.2. Организация повторной сертификации внедренных сертифицированных систем менеджмента	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»
5. Компетентность в области качества и эффективного менеджмента		
5.1. Включение учебными центрами подготовки и повышения квалификации персонала в учебные программы повышения квалификации руководящих работников и специалистов вопросов технического нормирования, стандартизации, оценки соответствия, применения передовых техник качества и эффективного менеджмента, а также программ поддержания квалификации по метрологическому обеспечению в атомной энергетике	2021 – 2025 годы	организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго»

9. Инвестиционное обеспечение Программы

В 2021 – 2025 годах предусмотрено преимущественное направление финансовых средств в строительство и модернизацию электрических сетей.

В качестве источников финансирования модернизации основных производственных фондов энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» предполагается использовать преимущественно собственные средства организаций (амортизация и прибыль при ее наличии), заемные средства (в том числе кредиты отечественных и

иностранных банков) планируется привлекать для реализации переходящих проектов, по которым уже заключены кредитные соглашения.

Объемы реализации мероприятий Программы будут уточняться по фактическому наличию достаточных объемов и источников финансирования с учетом параметров социально-экономического развития.

Оценка объемов средств, необходимых на 2021 – 2025 годы на мероприятия по развитию ОЭС Беларуси (без учета АЭС), произведена на основании предварительных расчетов и уточняется по результатам разработки проектно-сметной документации. Прогнозируемая потребность в финансировании с учетом НДС составляет 9 110,4 млн. рублей, в том числе:

собственные средства – 5 687,8 млн. рублей;

кредитные средства – 1 515,8 млн. рублей;

бюджетные средства – 1 705,3 млн. рублей (при утверждении соответствующих государственных программ);

прочие – 201,6 млн. рублей.

10. Механизм реализации Программы

Минэнерго обеспечивает руководство по реализации Программы.

ГПО «Белэнерго»:

осуществляет подготовку предложений на каждый год по объемам инвестиций и источникам финансирования с утверждением соответствующих инвестиционных программ;

представляет информацию о выполнении показателей Программы за прошедший год в рамках подготовки к заседанию коллегии Минэнерго по вопросу об итогах года и задачах следующего года;

осуществляет мониторинг выполнения Программы;

контролирует целевое использование финансовых средств.

Отчетность по мероприятиям, реализуемым за счет бюджетных средств, представляется в установленном порядке в рамках соответствующих государственных программ.

Приложение 1. Прогноз развития электрогенерирующих мощностей ОЭС Беларуси на 2021 – 2025 годы

(МВт)

Наименование энергоисточников	Мощность на конец 2020 года ¹⁰	2021 год		Мощность на конец 2021 года	2022 год		Мощность на конец 2022 года	2023 год		Мощность на конец 2023 года	2024 год		Мощность на конец 2024 года	2025 год		Мощность на конец 2025 года	2021 – 2025 годы	
		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию
О «Белэнерго»	8896,3		1315,0	10211,3		2020,2	12231,5	197,0		12034,5	300,0		11734,5	790,0	62,0	11006,5	1287,0	3397,2
в том числе:																		
белорусская АЭС	0,0		1200,0	1200,0		1200,0	2400,0			2400,0			2400,0			2400,0		2400,0
ОЭС – всего	4704,2			4704,2		700,0	5404,2			5404,2	300,0		5104,2	730,0		4374,2	1030,0 ¹¹	700,0
в том числе:																		
Лукомльская ГРЭС	2889,5			2889,5		150,0	3039,5			3039,5	300,0		2739,5	300,0		2439,5	600,0	150,0
Березовская ГРЭС	1095,1			1095,1		250,0	1345,1			1345,1			1345,1	430,0		915,1	430,0	250,0
ТЭЦ-5	719,6			719,6		300,0	1019,6			1019,6			1019,6			1019,6		300,0
Тепловые ТЭЦ – всего	3802,2		115,0	3917,2		120,2	4037,4	197,0		3840,4			3840,4	60,0	62,0	3842,4	257,0	297,2
в том числе:																		
Минская ТЭЦ-4	1035,0			1035,0			1035,0	60,0		975,0			975,0			975,0	60,0	
Минская ТЭЦ-3	442,0		115,0	557,0			557,0	60,0		497,0			497,0			497,0	60,0	115,0
Минская ТЭЦ-2	80,0			80,0			80,0			80,0			80,0			80,0		
Гомельская ТЭЦ	270,0			270,0		100,0	370,0	50,0		320,0			320,0	60,0	50,0	310,0	110,0	150,0
Могилевская ТЭЦ-2	297,3			297,3		20,2	317,5			317,5			317,5			317,5		20,2
Березинская ТЭЦ-2	312,5			312,5			312,5			312,5			312,5			312,5		
Березинская ТЭЦ-2	182,6			182,6			182,6			182,6			182,6			182,6		
Березинская ТЭЦ	205,0			205,0			205,0			205,0			205,0			205,0		
Березинская ТЭЦ-2	544,0			544,0			544,0			544,0			544,0			544,0		
Березинская ТЭЦ	155,0			155,0			155,0			155,0			155,0			155,0		
Березинская ТЭЦ	80,0			80,0			80,0			80,0			80,0			80,0		
Березинская ТЭЦ	54,0			54,0			54,0	27,0		27,0			27,0		12,0	39,0	27,0	12,0
Березинская ТЭЦ	79,8			79,8			79,8			79,8			79,8			79,8		
Березинская ТЭЦ	65,0			65,0			65,0			65,0			65,0			65,0		
ОЭС мощностью менее 1 МВт – всего	249,7			249,7			249,7			249,7			249,7			249,7		
в том числе:																		

¹⁰ Данные установленной мощности на конец 2020 года являются оценочными

¹¹ Решение о выводе блоков на Березовской и Лукомльской ГРЭС принимается с учётом фактически складывающихся режимов работы Объединенной энергосистемы Беларуси, работы энергосистем, находящихся в параллельной работе с Объединенной энергосистемой Беларуси, темпов развития экономики.

Наименование энергоисточников	Мощность на конец 2020 года ¹⁰	2021 год		Мощность на конец 2021 года	2022 год		Мощность на конец 2022 года	2023 год		Мощность на конец 2023 года	2024 год		Мощность на конец 2024 года	2025 год		Мощность на конец 2025 года	2021 – 2025 годы	
		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию			
елорусская ГРЭС	1,5			1,5			1,5			1,5			1,5			1,5		
олоцкая ТЭЦ	7,7			7,7			7,7			7,7			7,7			7,7		
омельская ТЭЦ-1	37,3			37,3			37,3			37,3			37,3			37,3		
идская ТЭЦ	43,0			43,0			43,0			43,0			43,0			43,0		
рестская ТЭЦ	12,0			12,0			12,0			12,0			12,0			12,0		
арановичская ТЭЦ	18,0			18,0			18,0			18,0			18,0			18,0		
инская ТЭЦ	22,0			22,0			22,0			22,0			22,0			22,0		
Глобинская ТЭЦ	26,2			26,2			26,2			26,2			26,2			26,2		
Югилевская ТЭЦ-1	50,5			50,5			50,5			50,5			50,5			50,5		
обруйская ТЭЦ-1	12,0			12,0			12,0			12,0			12,0			12,0		
Югилевская ТЭЦ-3	19,5			19,5			19,5			19,5			19,5			19,5		
онные котельные О «Белэнерго» всего	22,8			22,8			22,8			22,8			22,8			22,8		
из них:																		
остоянная мини-ТЭЦ Витебск	3,5			3,5			3,5			3,5			3,5			3,5		
еверная мини-ТЭЦ, Гродно	9,5			9,5			9,5			9,5			9,5			9,5		
ападная мини-ТЭЦ, Пинск	3,0			3,0			3,0			3,0			3,0			3,0		
Юлодечненская мини-ТЭЦ	3,5			3,5			3,5			3,5			3,5			3,5		
луцкая мини-ТЭЦ	0,8			0,8			0,8			0,8			0,8			0,8		
олигорская ТЭЦ	2,5			2,5			2,5			2,5			2,5			2,5		
Ц на МВТ – всего	19,7			19,7			19,7			19,7			19,7			19,7		
из них:																		
сиповичская мини-ТЭЦ	1,2			1,2			1,2			1,2			1,2			1,2		
илейская мини-ТЭЦ	2,4			2,4			2,4			2,4			2,4			2,4		
ечицкая мини-ТЭЦ	4,2			4,2			4,2			4,2			4,2			4,2		
мини-ТЭЦ «Барань»	3,3			3,3			3,3			3,3			3,3			3,3		
унинецкая ТЭЦ	4,7			4,7			4,7			4,7			4,7			4,7		
ружанская ТЭЦ	3,9			3,9			3,9			3,9			3,9			3,9		
Э ГПО «Белэнерго» всего	97,8			97,8			97,8			97,8			97,8			97,8		
из них:																		
родненская ГЭС	17			17			17			17			17			17		
олоцкая ГЭС	21,7			21,7			21,7			21,7			21,7			21,7		
итебская ГЭС	40			40			40			40			40			40		

Наименование энергоисточников	Мощность на конец 2020 года ¹⁰	2021 год		Мощность на конец 2021 года	2022 год		Мощность на конец 2022 года	2023 год		Мощность на конец 2023 года	2024 год		Мощность на конец 2024 года	2025 год		Мощность на конец 2025 года	2021 – 2025 годы	
		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию		вывод из эксплуа- тации	ввод в эксплуа- тацию
прочие ГЭС	9,6			9,6			9,6			9,6			9,6			9,6		
Новогрудская ВЭС	9,0			9,0			9,0			9,0			9,0			9,0		
Сибирская мини-ТЭЦ	0,5			0,5			0,5			0,5			0,5			0,5		
Всего:	1176,6	26,7	55,3	1205,2	6,0	193,8	1393,0	15,0	14,9	1392,9		22,5	1415,4		140,9	1556,3	47,7	427,4
из ископаемых видов топлива и ВЭР	785,1	26,70	15,00	773,4	6,00	9,72	777,1	15,00		762,1			762,1			762,1	47,7	24,7
из ВИЭ и ТКО	391,5		40,3	431,8		184,1	615,9		14,9	630,8		22,5	653,3		140,9	794,2		402,7
Итого:	10072,9	26,7	1370,3	11416,5	6,0	2214,0	13624,5	212,0	14,9	13427,4	300,0	22,5	13149,9	790,0	202,9	12562,8	1334,7	3824,6

Приложение 2. Вывод из эксплуатации (сокращение) неиспользуемого теплогенерирующего оборудования в организациях ГПО «Белэнерго» в 2021 – 2025 годах

№ п/п	Наименование объекта	Марка оборудования, тепловая мощность	Срок вывода из эксплуатации
1.	Филиал «Пинская ТЭЦ»	Котлоагрегат КВГМ-100 ст. № 7 100 Гкал/ч	2025
2.	Филиал «Витебские тепловые сети», РК «Северная»	Котлоагрегат ДКВР-20/13 ст. № 3, 20 т/ч	2021
3.	Оршанская ТЭЦ РК «Орша Восточная»	Котлоагрегат ДКВР-20/13 ст. № 4, 20 т/ч	2025
4.	Филиал «Мозырская ТЭЦ»	Котлоагрегат БКЗ 420-140НГМ ст. № 5, 420 т/ч	2022
5.	Филиал «Гомельские тепловые сети» котельная «Северная»	Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. № 3 100 Гкал/ч	2024
6.	Филиал «Жлобинские электрические сети» котельная «Рогачевская»	Котлоагрегат ДКВР-20/13 ст. № 8, 20 т/ч	2024
7.	Филиал «Гомельские тепловые сети» котельная «Черниговская»	Котлоагрегаты Е-1/9-1Г ст. №№ 3, 4 1 т/ч	2022 – 2023
8.	Филиал «Гродненские тепловые сети», Северная мини-ТЭЦ	Котлоагрегат ГМ-50-14/250 ст. № 4, 50 т/ч (30 Гкал/ч)	2022
9.	Филиал «Лидские тепловые сети», КЦ «Неман»	Котлоагрегат КВГМ-50 ст. № 5, 50 Гкал/ч	2021
10.	Филиал «Минская ТЭЦ-3»	Котлоагрегат ТП-87 ст. № 8 420 т/ч	2022
		Котлоагрегат ТП-87 ст. № 7 420 т/ч	2025
		Котлоагрегат ТП-87 ст. № 9 420 т/ч	2025
11.	Филиал «Минские тепловые сети» Минская ТЭЦ-2	Котлоагрегат Е-90/38/440ГМ ст. № 5 90 т/ч	2021
		Котлоагрегат Е-110/38/440ГМ ст. № 6 110 т/ч	2021
		Котлоагрегат Е-110/39ГМ ст. № 7 110 т/ч	2022
		Котлоагрегат Е-105/39ГМ ст. № 8 105 т/ч	2023
12.	Филиал «Минские тепловые сети» котельная «Степянка»	Котлоагрегат ДКВР-6/13 ст. № 1 6 т/ч	2023
		Котлоагрегат ДКВР-6/13 ст. № 2 6 т/ч	2023
		Котлоагрегат ДКВР-6/13 ст. № 3 6 т/ч	2023
13.	Филиал «Жодинская ТЭЦ»	Котлоагрегат ПК-20 ст. № 6 120 т/ч	2023
14.	Филиал «Слуцкие электрические сети» Слуцкая мини-ТЭЦ	Котлоагрегат ДКВР-20/13 ст. № 4 20 т/ч	2021
15.	Филиал «Молодечненские электрические сети» Вилейская мини-ТЭЦ	Котлоагрегат ДКВР-10/13 ст. № 2 10 т/ч	2021
16.	Филиал «Могилевская ТЭЦ-2»	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст. № 6 248,55 Гкал/ч	2021
17.	Филиал «Могилевские тепловые сети» РК № 1	Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. № 7 100 Гкал/ч	2025
18.	Филиал «Могилевские тепловые сети» РК № 2	Котлоагрегат ДКВР-10/13 ст. № 1 10 т/ч	2022

№ п/п	Наименование объекта	Марка оборудования, тепловая мощность	Срок вывода из эксплуатации
		Котлоагрегат ДКВР-10/13 ст. № 2 10 т/ч	2022
		Котлоагрегат ПТВМ-100 ст. № 5 100 Гкал/ч	2023
		Котлоагрегат ПТВМ-50 ст. № 4 50 Гкал/ч	2024
		Котлоагрегат ДКВР-10/13 ст. № 3 10 т/ч	2024

Приложение 3. Мероприятия Программы и источники финансирования

Наименование объекта, направление, источник финансирования	в том числе				
	2021	2022	2023	2024	2025
РУП «БРЕСТЭНЕРГО»	¹² +	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	+	+	+	-	-
<i>График мероприятий по приведению объектов газопотребления в соответствии с требованиями «Правил промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь»</i>	+	+	+	-	-
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	+	+	-	-	-
<i>Строительство ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС - Пинск - Микашевичи</i>	-	+	-	-	-
<i>Реконструкция ВЛ-220 кВ «ГРЭС-Ивацевичи»</i>	+	-	-	-	-
<i>Ликвидация негабаритов ВЛ-220 кВ Березовская ГРЭС-Слуцк на участке опор № 183-200</i>	+	+	-	-	-
Напряжение 35 – 110 кВ	+	-	-	-	-
<i>Строительство закрытой ПС 110/10/6 кВ "Брест-Западная" в г. Бресте</i>	+	-	-	-	-
<i>Увеличение объема разгрузки ОЭС Беларуси в аварийных режимах при передаче команд автоматики сечения «Беларусь-Смоленск» (АСБС) на энергообъекты РУП «Брестэнерго»</i>	+	-	-	-	-
<i>Техническая модернизация устройств РЗА ВЛ 220 кВ «Березовская ГРЭС - Брест-2»</i>	+	-	-	-	-
<i>Замена существующих дугогасящих катушек (ДГК-1 и ДГК-2) на подстанции высшего напряжения ПС-110 кВ «Северная» на низкоомные резисторы в г. Пинске</i>	+	-	-	-	-
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция электрических сетей 0,4 – 10 кВ</i>	+	+	+	+	+
<i>Модернизация хозяйственным способом КТП с заменой на МТП (СТП) 10/0,4 кВ в комплекте с разъединителем и ЩРСУ-0,4 кВ производства филиала «Белоозерскэнергоремонт» с установкой комплекта на опорах ВЛ-10 кВ</i>	+	+	+	+	+
<i>Повышение надежности ЛЭП 10 кВ</i>	+	+	+	+	+

¹² + планируется финансирование в указанном году

Наименование объекта, направление, источник финансирования	в том числе				
	2021	2022	2023	2024	2025
1.1.3. Тепловые сети	+	+	+	+	+
1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
<i>Автоматизация сетей электроснабжения (в т.ч. реклоузеры)</i>	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция диспетчерских сетей Каменецкого РЭС</i>	-	+	+	-	-
<i>Прочие объекты автоматизации, включая установку мониторингов выбросов</i>	+	+	+	-	-
<i>Модернизация АСКУЭ и приборов учета</i>	+	+	+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+	+	+	+	+
<i>Объекты РУП «Брестэнерго» включая оборудование не входящее в сметы строек</i>	+	+	+	+	+
<i>Мероприятия РУП «Брестэнерго» по результатам проведенных энергоаудитов</i>	+	+	+	-	-
1.1.6. Мероприятия выполняемые по поручениям Главы Государства и Правительства РБ	+	-	-	-	-
<i>Строительство линии электропередач с трансформаторными подстанциями к пограничным постам «Мутвица» и «Хиничев» на участке Пинского пограничного отряда</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110 кВ «Кобрин-Восточная»</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110 кВ «Аэропорт»</i>	+	-	-	-	-
1.2. Прибыль	+	+	+	+	+
1.2.1. Генерация	-	-	+	+	-
<i>Барановичская ТЭЦ. Реконструкция ГРУ-6,3 кВ, РУСН-6,3 кВ, РУСН-0,4 кВ, ГЩУ</i>	-	-	+	+	-
1.2.2. Электрические сети	+	-	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	-	-	+	+	+
<i>Расширение ПС 330 кВ «Барановичи» Брестской области. Третья очередь строительства (3 ПК)</i>	-	-	+	+	+
<i>Строительство ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС - Пинск - Микашевичи</i>	-	-	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция электрических подстанций, прилегающих к сети 110 кВ Березовской ГРЭС (ПС 110 кВ «Кобрин КС», ПС 110 кВ «Застружье», ПС 110 кВ «Вулька-Обровская», ПС 110 кВ «Дрогичин», ПС 110 кВ «КСИ») «под ключ»</i>	+	-	-	-	-
<i>Увеличение объема разгрузки ОЭС Беларуси в аварийных режимах при передаче команд автоматики сечения «Беларусь-Смоленск» (АСБС) на энергообъекты РУП «Брестэнерго»</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110 кВ «Антополь»</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/35/10кВ «Берега»</i>	+	-	-	-	-
1.2.3. Мероприятия по режимной интеграции	+	+	-	-	-
<i>Строительство ПРЭИ на Березовской ГРЭС</i>	+	+	-	-	-

Наименование объекта, направление, источник финансирования	в том числе				
	2021	2022	2023	2024	2025
2. Кредиты	+	+	-	-	-
2.1. Электрические сети	+	-	-	-	-
Напряжение 35 – 110 кВ	+	-	-	-	-
<i>Строительство закрытой ПС 110/10/6 кВ «Брест-Западная» в г. Бресте</i>	+				
2.2. Мероприятия по режимной интеграции	+	+	-	-	-
<i>Строительство ПРЭИ на Березовской ГРЭС</i>	+	+	-	-	-
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Жабинка» в г. Жабинка</i>	+	+	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Северная» в г. Брест</i>	+	+	-	-	-
<i>Прочие</i>			+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Строительство распределительной сети 0,4 – 10 кВ и строительство/реконструкция подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»</i>	+	+	+	+	+
<i>Строительство/реконструкция электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»</i>	+	+	+	+	+
3.2. Тепловые сети	-	+	+	+	+
3.3. Мероприятия выполняемые по поручениям Главы Государства и Правительства РБ	+	+	+	-	-
<i>Строительство линии электропередач с трансформаторными подстанциями к пограничным постам «Мутвица» и «Хиничев» на участке Пинского пограничного отряда</i>	+	+	+	-	-
4. Прочие (инвестиционный фонд Минэнерго)	+	-	+	+	+
4.1 Генерация	+	-	-	-	-
<i>Установка электрокотла и паровых газомазутных котлов на Березовской ГРЭС (2 очередь)</i>	+	-	-	-	-
4.2. Электрические сети	-	-	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	-	-	+	+	+
<i>Строительство ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС - Пинск - Микашевичи</i>	-	-	+	+	+
4.3. Прочие объекты	+	-	-	-	-

РУП «ВИТЕБСКЭНЕРГО»	+	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	-	+	+	+	+
<i>Реконструкция мини-ТЭЦ «Барань» с резервированием тепловой нагрузки в отопительный период, Оршанский район, г. Барань, ул. Заречная, 13</i>	-	-	+	-	-
<i>Мероприятия по повышению энергетической эффективности объектов РУП «Витебскэнерго» (по результатам энергоаудитов)</i>	-	+	+	+	+
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция ПС 110/35/10 «Миоры» с заменой КРУН-10 кВ в г. Миоры, Миорского района, Витебской обл.</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/10 «Народная» с установкой трансформатора 110 кВ в г. Новополоцке Витебской обл.</i>	+	+	-	-	-
<i>Реконструкция ОРУ 35 кВ и РУ - 10 кВ ПС 110/35/10 «Районная» в г. Новополоцке Витебской обл.</i>	-	+	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/10 кВ «Селище» в Оршанском районе</i>	-	-	+	+	+
<i>Модернизация ОРУ – 110 кВ Витебской ТЭЦ с увеличением мощности в энергосистему с установкой трансформатора 40 МВА взамен ТДТНГ 31,5 ст. №3 (переход. с 2020 года)</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/10 кВ «Браслав». Замена оборудования 10,110 кВ (выключатели МКП-110 кВ, КРУН-10 кВ)</i>	-	-	-	-	+
<i>Организация транзита по ВЛ-110 кВ Новополоцкая ТЭЦ - ПС «Волинцы» - ПС «Верхнедвинск» - ПС «Миоры» (переходящий с 2020 года)</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ВЛ - 110 кВ «Полоцк 330 - Глубокое № 2 с расширением просеки на высоту падающего дерева</i>	-	-	-	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Строительство и реконструкция сети 0,4 – 10 кВ</i>	+	+	+	+	+
1.1.3. Тепловые сети	-	+	-	+	+
<i>Строительство и реконструкция тепловых сетей РУП «Витебскэнерго»</i>	-	+	-	+	+
1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
<i>Модернизация Оршанской ТЭЦ. Замена автоматизированной системы управления блоков ПГУ</i>	-	-	+	+	-
<i>Автоматизированная система диспетчерского контроля и управления РТС ОТЭЦ (АСДКУ РТС ОТЭЦ), 1-10 очереди</i>	+	+	+	+	+
<i>Автоматизация районов электрических сетей с модернизацией устройств ТМ, РЗА и диспетчерских щитов</i>	+	+	+	+	+
<i>Автоматизация РЭС с установкой реклоузеров</i>	+	+	+	+	+
<i>Развитие информационно-коммуникационных технологий РУП «Витебскэнерго»</i>			+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+	+	+	+	+
<i>Модернизация производственных баз ТС, ЭС, РКЦ РУП «Витебскэнерго»</i>	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция химводоочистки Новополоцкой ТЭЦ</i>	+	+	+	+	+
<i>Техническая модернизация оборудования ХВО Витебской ТЭЦ</i>		+	+		

<i>Прочие объекты РУП «Витебскэнерго» (проектные работы, несметное оборудование, прочее)</i>	+	+	+	+	+
1.2. Прибыль	+	+	+	+	-
1.2.1. Генерация	+	-	-	-	-
<i>Мероприятия по повышению энергетической эффективности объектов РУП «Витебскэнерго» (по результатам проведенных энергоаудитов)</i>	+	-	-	-	-
1.2.2. Электрические сети	+	+	+	+	-
Напряжение 220 кВ и выше	-	-	+	-	-
<i>Реконструкция ВЛ-330 кВ № 432 «ГРЭС-20-Мирадино»</i>	-	-	+	-	-
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	-	-
<i>Реконструкция ПС 110 «Болбасово»</i>	+	+	-	-	-
<i>Реконструкция ПС 110/10 кВ «Селище» в Оршанском районе</i>	-	-	+	-	-
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	-	+	+	-
<i>Строительство и реконструкция сети 0,4 – 10 кВ</i>	+	-	+	+	-
1.2.3. Тепловые сети	+	+	+	-	-
<i>Строительство и реконструкция тепловых сетей РУП «Витебскэнерго»</i>	+	+	+	-	-
1.2.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	-	-	-	-
<i>Подключение дополнительной нагрузки к автоматике сечения Беларусь-Смоленск (САОН АСБС) с выделением очередей строительства</i>	+	-	-	-	-
<i>Строительство системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в Белорусской энергосистеме. 11-я, 12-я очередь (переход. с 2020 года)</i>	+	-	-	-	-
1.2.5. Прочие объекты	+	-	-	-	-
1.2.6. Мероприятия по режимной интеграции	+	-	-	-	-
<i>Строительство ПРЭИ на Лукомльской ГРЭС: Строительство ПРЭИ на Лукомльской ГРЭС; Строительство ПРЭИ на Новополоцкой ТЭЦ</i>	+	-	-	-	-
<i>Организация удаленного управления ПРЭИ Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ с диспетчерского щита ГПО «Белэнерго» (переход. с 2020 года)</i>	+		-	-	-
<i>Реконструкция системы консервации оборудования энергоблока ст. №7 Лукомльской ГРЭС на систему длительной консервации оборудования (переход. с 2020 года)</i>	+	-	-	-	-
2. Кредиты	+	+	+	+	+
2.1. Генерация	-	+	+	-	-
<i>Реконструкция турбоагрегата на Новополоцкой ТЭЦ</i>		+	+	-	-
2.2 Электрические сети	-	+	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	-	-	+	+	+
<i>Реконструкция ПС «Орша-330». Замена электротехнич. оборудования, устройств РЗА. Организация АСУ ТП</i>	-	-	+	+	+

Реконструкция ПС «Полоцк-330». Замена электротехнич. оборудования, РЗА. Организация АСУ ТП, изменение схемы ОРУ-330 кВ	-	-	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	-	+	+	+	+
Строительство ПС 110/10 кВ для электроснабжения сектора 1 СЭЗ Витебск в г. Витебск с ВЛ - 110 кВ				-	-
Реконструкция ПС 110/10 «Фариново» с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ для электроснабжения СЭЗ «Витебск» сектора 14 участок 4	-	-	-		-
Реконструкция ГРУ 6 кВ Новополоцкой ТЭЦ	-	-	+	+	+
Строительство ВЛ 110 кВ Поставы-330 – Комаи – Подольцы с ответвлением на ПС Лынтупы	-	-	-	+	+
Строительство ВЛ 110 кВ Поставы 330 - Миоры с реконструкцией ПС 35/10 кВ «Куриловичи» и ПС 110/35/10 кВ «Шарковщина»	-	+	+	-	-
2.3 Мероприятия по режимной интеграции	+	+	-	-	-
Строительство ПРЭИ на Лукомльской ГРЭС и Новополоцкой ТЭЦ	+	+	-	-	-
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
Строительство/реконструкция распределительной сети 0,4 – 10 кВ подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»	+	+	+	+	+
Строительство/реконструкция электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»	+	+	+	+	+
3.2. Тепловые сети	+	+	-	-	-
4. Прочие (инвестиционный фонд Минэнерго)	+	-	-	-	-
4.1. Мероприятия по режимной интеграции	+	-	-	-	-
Строительство ПРЭИ на Лукомльской ГРЭС: Строительство ПРЭИ на Новополоцкой ТЭЦ	+	-	-	-	-

РУП «ГОМЕЛЬЭНЕРГО»	+	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	+	+	+	+	+
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
Строительство ВЛ-110 кВ Новобелица-Южная-1 с реконструкцией ПС-110/35/10 кВ «Новобелица» и ПС-110/10 кВ «Южная-1» по территории города Гомеля и Гомельского района	+	+	-	-	-
Прочие объекты 35 кВ и выше	+	+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
1.1.3. Тепловые сети	+	+	+	+	+

1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+	+	+	+	+
1.2. Прибыль	-	+	+	+	+
1.2.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
2. Кредиты	+	+	+	+	+
2.1. Генерация	+	-	-	-	-
<i>Перевод котла ТГМ-84Б ст.№4 на сжигание газа с заменой топочно-горелочных устройств и РВП</i>	+	-	-	-	-
<i>Реконструкция ЗРУ-110 кВ Мозырской ТЭЦ. 1-2 ПК</i>	+	-	-	-	-
2.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция ПС-220 кВ «Центролит» с заменой выключателей 220, 110 кВ на элегазовые по ул. Барыкина, 252 в г. Гомеле</i>	+	+	-	-	-
<i>Строительство ВЛ-330 кВ Мозырь - Микашевичи с реконструкцией ПС-330 кВ «Мозырь»</i>	-	+	+	+	+
<i>Подстанционное оборудование 35 кВ и выше</i>	+	-	-	-	-
2.3. Тепловые сети	+	+	+	+	+
2.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	-	-	-	-
2.5. Прочие объекты	+	-	-	-	-
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	-	+	+	+	+
<i>Строительство ВЛ-110 кВ Новобелица-Южная-1 с реконструкцией ПС-110/35/10 кВ «Новобелица» и ПС-110/10 кВ «Южная-1» по территории города Гомеля и Гомельского района</i>	-	+	+	-	-
<i>Реконструкция ПС-110 кВ для обеспечения электроснабжения строящихся районов (кварталов) жилой застройки</i>	-	+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Строительство распределительной сети 0,4 – 10 кВ и строительство/реконструкция подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»</i>	+	+	+	+	+
<i>Строительство/реконструкция электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»</i>	+	+	+	+	+

РУП «ГРОДНОЭНЕРГО»	+	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	+	+	+	+	+
<i>Гродненская ТЭЦ-2. Замена генератора турбоагрегата ст.№1 со вспомогательным оборудованием</i>	+	+	+		

Расширение Новогрудской ветроэлектростанции	+				
Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция ТА ПТ-70 ст.№1 (вспомогательное оборудование)			+	+	+
Гродненская ТЭЦ-2. Модернизация схемы подачи газа на ГТУ-121,7 МВт с прокладкой газопровода высокого давления ¹³					+
Гродненская ТЭЦ-2. Замена трансформатора связи ТРДН 63000/110 ст.№3.					+
Гродненская ТЭЦ-2. Замена котла БКЗ-320-140ГМ ст. №4 на котлоагрегат меньшей производительности		+	+	+	+
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	+	+	+	+	+
Замена опор УБ-330 на ВЛ 330 кВ «Молодечно-Лида», преобразованную с «Сморгонь-Лида» по территории Ивьевского и Лидского районов	+				
Реконструкция системообразующих сетей и подстанций 35-330 кВ	+	+	+	+	+
Реализация мероприятий, направленных на сохранение надежности работы электрических сетей ОЭС Беларуси, в условиях предстоящего отделения энергосистем стран Балтии	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
Реконструкция ПС-110 кВ «Занеманская»	+				
Реконструкция подстанции 110 кВ «Щучин» 1-я и 2-я очереди	+	+	+		
Реконструкция ПС-110 кВ «Островец» для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки (проектные работы)	+				
Реконструкция ПС 110 кВ «Аульс»	+				
Модернизация по годовым графикам с заменой оборудования на ПС 35 – 110 кВ (в т.ч. ВВ-10, ОПН-110, РЗ, ЭГВ, АБ, РЗА и т.д.), ВЛ 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
Реконструкция ПС-35 кВ «Мясокомбинат» с переводом на напряжение 110 кВ (реализация 2023-2026 г.г.)			+	+	+
Реконструкция ПС-110 кВ Промузел для электроснабжения районов жилой застройки (проектные работы)		+	+	+	
Реконструкция ПС-110 кВ Слоним Южная для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки (проектные работы)		+			
Реконструкция ПС-110 кВ «Западная» («Заводская») для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки (проектные работы)		+	+	+	
Строительство ВЛ-110 кВ от ПС-330 кВ «Сморгонь»- ПС-35 кВ «Девятни» с переводом части ОРУ ПС-35 кВ - «Девятни» на напряжение 110 кВ	+	+	+	+	
Строительство ВЛ-110 кВ «Россь-Зельва»	+	+	+	+	
Мероприятия по программе повышения надежности электроснабжения ОАО «Гродно Азот»	+	+	+		
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
Строительство (реконструкция) электросетей напряжением 0,4 – 10 кВ (в т.ч. замена провода на изолированный на ВЛ	+	+	+	+	+

¹³ При условии прокладки газопровода к ОАО «Гродно Азот»

10 кВ проходящих по лесу, автоматизация сетей 6 – 10 кВ, замена КТП на СТП)					
1.1.3. Тепловые сети	+	+	+	+	+
Реконструкция насосной станции №7 по ул. Титова в г. Гродно	+	+			
Строительство и реконструкция тепловых сетей РУП «Гродноэнерго»	+	+	+	+	+
1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
Лидская ТЭЦ. Модернизация АСУТП ТГ ст. №3 и вспомогательных узлов главного корпуса	+	+			
РУП «Гродноэнерго». Прочие объекты автоматизации.	+	+	+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+	+	+	+	+
Прочие объекты	+	+	+	+	+
Мероприятия по повышению энергетической эффективности объектов РУП «Гродноэнерго» (по результатам энергоаудитов)	+	+	+	+	+
1.2. Прибыль		+	+	+	+
1.2.1. Тепловые сети		+	+	+	+
2. Кредиты	+				
2.1. Генерация	+				
Гродненская ТЭЦ-2. Замена генератора турбоагрегата ст.№1 со вспомогательным оборудованием	+				
2.2 Электрические сети	+				
Напряжение 220 кВ и выше	+				
Замена В-1 ВЛ-560 и В-2 ВЛ-560 на ПС-330 кВ «Сморгонь»	+				
Установка управляемого шунтирующего реактора на ПС-330кВ «Россь» (завершение строительства)	+				
Напряжение 35 – 110 кВ	+				
Реконструкция ПС-110 кВ «Занеманская»	+				
Реконструкция ПС 110 кВ «Аульс»	+				
Прочие объекты 35 – 110 кВ	+				
2.3. Прочие объекты	+				
Установка парового котла на Северной мини-ТЭЦ в г. Гродно взамен оборудования выработавшего свой ресурс (завершение строительства)	+				
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
Реконструкция ПС-110 кВ «Островец» для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки		+			
Реконструкция ПС-110 кВ Промузел для электроснабжения районов жилой застройки				+	+
Реконструкция ПС-110 кВ Слоним Южная для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки				+	+
Реконструкция ПС-110 кВ «Западная» («Заводская») для электроснабжения кварталов (районов) жилой застройки					+

Реконструкция ПС 110 кВ «Аульс»	+				
Строительство (реконструкция) иных подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»			+	+	
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
Строительство распределительной сети 0,4 – 10 кВ и строительство(реконструкция) подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»	+	+	+	+	+
Строительство(реконструкция) электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»	+	+	+	+	+
3.2. Тепловые сети	+	+		+	+
Строительство/реконструкция тепловых сетей в районах жилой застройки РУП «Гродноэнерго»	+	+		+	+

РУП «МИНСКЭНЕРГО»	+	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	+	+	+	+	+
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция очереди 14 МПа. I очередь	+				
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция очереди 14 МПа. II очередь		+			
Минская ТЭЦ-4. Замена турбоагрегата ст. № 1 типа ПТ-60-130/13		+	+	+	+
Реконструкция Минской ТЭЦ-2 с установкой электрокотлов	+	+	+	+	
Реконструкция Жодинской ТЭЦ с установкой паровой турбины 12 МВт		+			
Реконструкция трех паровых котлов с переводом их на сжигание природного газа на ПРК ТЭЦ-5				+	+
Установка электрокотла мощностью 20 МВт с вспомогательным оборудованием в филиале ТЭЦ-5	+	+	+		
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	+	+	+	+	+
Реконструкция ВЛ 330 кВ № 432 ГРЭС-20 Мирадино		+	+	+	+
Реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы-Барановичи» 3-4 очереди	+				
Реконструкция ПС 330 кВ Калийная с установкой АТ-2		+	+	+	
Реконструкция ПС 330/110/10 кВ Минск Восточная в Минском районе Минской области		+	+	+	
Реконструкция ПС 330/110/10 кВ Слуцк в Слуцком районе Минской области			+		
Реконструкция ПС 330/110/10 кВ Молодечно в Молодечненском районе Минской области			+	+	+
Реконструкция ОРУ 110 кВ филиала «Минская ТЭЦ-4» РУП «Минскэнерго» с заменой выключателей на элегазовые с внедрением микропроцессорных устройств РЗА и ПА	+	+	+	+	
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
Реконструкция подстанции 110/10/6 кВ Химзавод по ул. Кижеватого, 75б. Корректировка	+	+			

Реконструкция ПС 110 кВ Камвольный комбинат в г. Минске	+				
Реконструкция ПС 110 кВ Чижевка в районе ул. Уборевича-Ташкентский проезд	+	+			
Строительство ПС 110/10 кВ Аэродромная с линиями 110 кВ	+	+			
Реконструкция ПС 110 кВ Борисов Западная		+	+	+	
Реконструкция ПС 110/10 кВ Зеленый Луг по ул. Севастопольская, 110, 110/1 в г. Минске (ПИР)		+	+	+	+
Реконструкция ПС 110/10 кВ Сторожевская по ул. Лили Карастояновой, 4, 4/1 в г. Минске		+	+	+	+
Реконструкция ПС 35 кВ Острошицкий Городок Минского района Минской области с переводом на напряжение 110 кВ, увеличением трансформаторной мощности и строительством ВЛ 110 кВ		+			
Реконструкция ПС 110/6 кВ Мачулищи в Минском районе Минской области (ПИР)		+			
Реконструкция ПС 110 кВ Жодино Центральная (ПИР)			+		
Реконструкция ПС 110 кВ Крупки в Крупском районе Минской области (ПИР)			+		
Реконструкция ПС-110/35/10 кВ Дзержинск в г. Дзержинск. с заменой Т-2 16 МВА на 25 МВА, установкой СВЭ-110 кВ, СВВ-35 кВ (ПИР)				+	
Реконструкция ПС-110/35/10 кВ Несвиж в г. Несвиж со строительством второй питающей линии 110 кВ (ПИР)				+	
Реконструкция ПС 110/10 кВ Фаниполь с увеличением трансформаторной мощности (ПИР)					+
Сети напряжением 35 – 110 кВ	+	+			
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
1.1.3. Тепловые сети*	+	+	+	+	+
1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+				+
1.1.6. Мероприятия по режимной интеграции	+	+			
Строительство ПРЭИ на ТЭЦ-5	+	+			
Реконструкция ОРУ-330 кВ с заменой шин ф-ла ТЭЦ-5 (для ПРЭИ на ТЭЦ-5)	+				
Дополнительные мероприятия	+				
1.2. Прибыль		+	+	+	+
1.2.1. Электрические сети		+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ		+	+	+	+
1.2.2. Тепловые сети		+	+	+	
2. Кредиты	+	+	+	+	+
2.1. Генерация	+		+	+	+
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция очереди 14МПа. I очередь	+				
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция очереди 14МПа. II очередь			+	+	+
Реконструкция Жодинской ТЭЦ с установкой ПТ 12 МВт			+	+	+
2.2. Электрические сети	+	+	+	+	+

Напряжение 220 кВ и выше	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы - Барановичи» 3-4 очереди</i>	+	+			
<i>Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 750 кВ Белорусская Стародорожского района Минской области</i>	+	+	+		
<i>Реконструкция ПС 330/110/10 кВ Слуцк в Слуцком районе Минской области</i>				+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+			
<i>Реконструкция котельного цеха №3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки.</i>	+	+			
<i>Реконструкция ОРУ-110 кВ Жодинской ТЭЦ 2,3,4,5 очереди</i>					
2.3. Мероприятия по режимной интеграции	+	+			
<i>Строительство ПРЭИ на ТЭЦ-5</i>	+	+			
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	
<i>Реконструкция подстанции 110/10/6 кВ Химзавод по ул. Кижеватова, 76. Корректировка</i>	+	+			
<i>Реконструкция ПС 110 кВ Камвольный комбинат в г. Минске</i>	+	+	+		
<i>Реконструкция ПС 110 кВ Чижевка в районе ул. Уборевича-Ташкентский проезд</i>		+	+	+	
<i>Строительство ПС 110/10 кВ Аэродромная с линиями 110 кВ</i>		+	+		
<i>Реконструкция ПС 35 кВ Острошицкий Городок Минского района Минской области с переводом на напряжение 110 кВ, увеличением трансформаторной мощности и строительством ВЛ 110 кВ</i>	+	+			
<i>Строительство ПС 110/10 кВ «Черкассy» с заходами ВЛ 110 кВ для электроснабжения свободной экономической зоны «Минск», участок №10, район «Фаниполь»</i>	+	+	+	+	
<i>Электроснабжение района жилой застройки Северо-Западной части г. Смолевичи. 1-я очередь (ПС Микробиология)</i>	+				
<i>Строительство (реконструкция) иных подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»</i>		+	+	+	
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Строительство распределительной сети 0,4 – 10 кВ и строительство/реконструкция подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»</i>	+	+	+	+	+
<i>Строительство/реконструкция электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»</i>	+	+	+	+	+
3.2. Тепловые сети	+	+	+	+	+
<i>Строительство и реконструкция тепловых сетей РУП «Минскэнерго»</i>	+	+	+	+	+
4. Прочие	+	+	+	+	+
4.1. Прочие объекты (согласно Указа Президента Республики Беларусь от 06.08.2014 № 397 «О технологическом присоединении электроустановок»)	+	+	+	+	+

РУП «МОГИЛЕВЭНЕРГО»	+	+	+	+	+
1. Собственные средства	+	+	+	+	+
1.1. Амортизация	+	+	+	+	+
1.1.1. Генерация	+	+	+	+	+
<i>Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция турбин №2 и 3, АСУ. 1-я очередь. Реконструкция турбины Т-50/60-130 ст.№3 в здании главного корпуса по проспекту Шмидта, 106/20 в г. Могилеве</i>	+	+			
<i>Бобруйская ТЭЦ-2. Реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/22 ст.№1</i>		+	+	+	+
<i>Реконструкция турбоагрегата ПТ-135/165-130/21 ст.№5 с заменой системы возбуждения генератора в здании главного корпуса по пр. Шмидта, 106 в г. Могилеве. II очередь</i>	+	+	+		
1.1.2. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 220 кВ и выше	+	+	+		
<i>Реконструкция ВЛ 330 кВ ГРЭС-20 - Мирадино на участке балансовой принадлежности РУП «Могилевэнерго» от опоры 483 до опоры 617</i>	+	+	+		
<i>Устройство резистивного заземления нейтрали ПС 220 кВ «Осиповичи-220»</i>	+				
Напряжение 35 – 110 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция ПС 110 кВ «КШТ»</i>	+	+	+		
<i>Реконструкция ПС Могилев-330</i>	+				
<i>Реконструкция ПС 330 кВ Мирадино. 4-я очередь</i>	+	+			
<i>Модернизация оборудования ПС 110 кВ «Краснополье»</i>	+				
<i>Реконструкция ПС-220 кВ «Осиповичи», ПС «Лапичи»</i>			+	+	+
<i>Реконструкция ПС 110 кВ «Автозавод»</i>					+
<i>Модернизация оборудования ПС 35 – 110 кВ</i>	+	+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
<i>Реконструкция и строительство сетей 0,4 – 10 кВ РУП «Могилевэнерго»</i>	+	+	+	+	+
<i>Строительство и реконструкция сетей к строящемуся жилью (инженерная инфраструктура). Сети электроснабжения 0,4 – 10 кВ</i>	+				
<i>Модернизация ТП</i>	+	+	+	+	+
<i>Автоматизация сетей 0,4 – 10 кВ</i>	+	+	+	+	+
1.1.3. Тепловые сети	+	+	+	+	+
<i>Строительство и реконструкция сетей по филиалу Могилевские тепловые сети</i>	+	+	+	+	+
<i>Строительство и реконструкция сетей по ф-лу Бобруйские тепловые сети</i>	+	+	+	+	+
1.1.4. АСУ, сети связи, цифровизация	+	+	+	+	+
<i>Модернизация средств расчетного учета электрической энергии (внедрение АСКУЭ-быт)</i>	+	+	+	+	+

Автоматизация тепловых сетей	+	+	+	+	+
Реконструкция локальной вычислительной сети комплекса зданий по ул.Бонч-Бруевича,3 в г. Могилеве.	+	+			
Реконструкция подстанции 330/220/110/35 кВ «Мирадино» Могилевской области. 2-я очередь. Корректировка			+		
Строительство радиорелейной линии связи «Белыничский РЭС - Круглянский РЭС»				+	
Строительство радиорелейной линии связи база Кировского РЭС-база Кличевского РЭС					+
Модернизация средств связи и телемеханики РЭС	+	+	+	+	+
1.1.5. Прочие объекты	+	+	+	+	+
Прочие объекты РУП «Могилевэнерго»	+	+	+	+	+
1.2. Прибыль		+	+	+	+
1.2.1. Электрические сети		+	+	+	+
Напряжение 0,4 – 10 кВ		+	+	+	+
Реконструкция и строительство сетей 0,4 – 10 кВ РУП «Могилевэнерго»		+	+	+	+
2. Кредиты	+				
2.1. Электрические сети	+				
Напряжение 220 кВ и выше	+				
Реконструкция ПС «Могилев-330»	+				
3. Бюджетные средства	+	+	+	+	+
3.1. Электрические сети	+	+	+	+	+
Напряжение 35 – 110 кВ		+	+		
Строительство ПС 110 кВ Соломинка с ВЛ 110 кВ		+	+		
Напряжение 0,4 – 10 кВ	+	+	+	+	+
Строительство/реконструкция электрических сетей в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда»	+	+	+	+	+
Строительство распределительной сети 0,4 – 10 кВ и строительство/реконструкция подстанций в рамках Государственной программы «Строительство жилья»	+	+	+	+	+
3.2. Тепловые сети	+	+	+	+	+