

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

31 марта 2016 г. № 8

Об утверждении Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016–2020 годы

Изменения и дополнения:

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 4 сентября 2019 г. № 31 <U219e3876>

На основании Указа Президента Республики Беларусь от 26 января 2016 г. № 26 «О внесении изменений и дополнений в Директиву Президента Республики Беларусь», Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 декабря 2015 г. № 1084, комплекса мер по решению задач социально-экономического развития Республики Беларусь в 2016 году и обеспечению макроэкономической сбалансированности, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь и Национального банка Республики Беларусь от 18 января 2016 г. № 28/2, комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169, Министерство энергетики Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую Отраслевую программу развития электроэнергетики на 2016–2020 годы (далее – Отраслевая программа).

2. Генеральным директорам ГПО «Белэнерго» Воронову Е.О., государственного предприятия «Белорусская АЭС» Филимонову М.В. в рамках компетенции обеспечить:

2.1. выполнение показателей, указанных в разделе 2.3 главы 2 Отраслевой программы;

2.2. реализацию в установленные сроки основных инвестиционных проектов, включенных в приложение 2 к Отраслевой программе;

2.3. представление в Министерство энергетики отчетов согласно установленной форме ведомственной отчетности, а также ежегодных и итогового отчетов, содержащих аналитическую записку о результатах и эффективности выполнения Отраслевой программы. Представление ежегодного отчета за последний год реализации программы не требуется;

2.4. в рамках разработки проектов прогноза социально-экономического развития и республиканского бюджета на 2017 год обеспечить не позднее 15 июня 2016 г. внесение в Министерство энергетики:

обосновывающих материалов по объемам финансирования мероприятий по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы на 2016–2020 годы;

техничко-экономических и стоимостных показателей работы энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» на 2017–2020 годы, включая баланс энергосистемы,

результаты финансово-хозяйственной деятельности, инвестиционные программы в разрезе источников финансирования с конкретными предложениями по компенсации дефицита средств на реализацию мероприятий по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы, в том числе за счет повышения эффективности работы Белорусской энергосистемы.

3. Управлению стратегического развития и внешнего инвестиционного сотрудничества (Зорич А.М.) совместно со структурными подразделениями центрального аппарата Министерства энергетики обеспечить подготовку ежегодных мероприятий по реализации Отраслевой программы и материалов для рассмотрения на коллегии Министерства энергетики ежегодных и итогового отчета о ходе выполнения Отраслевой программы.

4. Контроль исполнения настоящего постановления возложить на заместителей Министра в соответствии с курируемыми направлениями.

Министр

В.Н.Потупчик

УТВЕРЖДЕНО

Постановление

Министерства энергетики

Республики Беларусь

31.03.2016 № 8

(в редакции постановления

Министерства энергетики

Республики Беларусь

04.09.2019 № 31)

ОТРАСЛЕВАЯ ПРОГРАММА развития электроэнергетики на 2016–2020 годы

СОДЕРЖАНИЕ

ПАСПОРТ

ГЛАВА 1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

ГЛАВА 2. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ, ПОКАЗАТЕЛИ И СРОКИ РЕАЛИЗАЦИИ

2.1. Цель

2.2. Задачи

2.3. Показатели и сроки реализации

ГЛАВА 3. ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Российская Федерация

4.2. Украина

4.3. Литва

4.4. Польша

ГЛАВА 5. РАЗВИТИЕ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1. Генерирующие источники

5.2. Электрические сети и подстанции

5.3. Системы теплоснабжения

5.4. Интеграция АЭС в баланс энергосистемы

ГЛАВА 6. РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И УЧЕТА ЭНЕРГИИ

ГЛАВА 7. МЕРЫ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ГЛАВА 8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ

ГЛАВА 9. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАМКАХ ЕАЭС

ГЛАВА 10. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ ПРАВОВОЙ БАЗЫ

ГЛАВА 11. НАУЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

ГЛАВА 12. ОБЪЕМЫ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

ГЛАВА 13. МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПАСПОРТ

Наименование	– Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 годы (далее – Отраслевая программа)
Основание для разработки	– Указ Президента Республики Беларусь от 26 января 2016 г. № 26 «О внесении изменений и дополнений в Директиву Президента Республики Беларусь» (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 28.01.2016, 1/16252) – Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 декабря 2015 г. № 1084 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 01.01.2016, 5/41477) – комплекс мер по решению задач социально-экономического развития Республики Беларусь в 2016 году и обеспечению макроэкономической сбалансированности, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь и Национального банка Республики Беларусь от 18 января 2016 г. № 28/2 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 23.01.2016, 5/41572) – комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 10.03.2016, 5/41766) (далее – комплексный план)
Заказчик	– Министерство энергетики Республики Беларусь (далее – Минэнерго)
Разработчики	– Минэнерго – государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (далее – ГПО «Белэнерго») – республиканское унитарное предприятие электроэнергетики «ОДУ»

	– республиканские унитарные предприятия электроэнергетики, входящие в состав ГПО «Белэнерго» – научно-исследовательское и проектное республиканское унитарное предприятие «БЕЛТЭИ» – проектное научно-исследовательское республиканское унитарное предприятие «Белнипиэнергопром» – научно-исследовательское и проектно-изыскательское республиканское унитарное предприятие «Белэнергосетьпроект»
Цель	– определение и реализация мер и механизмов, направленных на повышение надежности, технологической, экономической и организационно-структурной эффективности функционирования электроэнергетики в период 2016–2020 годы
Основные направления	– развитие и модернизация энергоисточников – развитие и модернизация электрических сетей – развитие и модернизация тепловых сетей – совершенствование тарифной политики – совершенствование организационной системы управления энергетической системой – совершенствование нормативной правовой базы – развитие информационных технологий и сетей связи
Задачи	– сбалансированное развитие и модернизация генерирующих источников на базе внедрения инновационных технологий и вывода из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования – строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций – строительство и реконструкция тепловых сетей – интеграция Белорусской АЭС (далее – АЭС) в баланс энергосистемы, включая установку электродвигателей на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго» – строительство пиково-резервных энергоисточников на базе газотурбинных установок (далее – ГТУ) либо газопоршневых агрегатов (далее – ГПА) – оптимизация затрат на производство, передачу, распределение и продажу электрической и тепловой энергии – диверсификация первичных энергоносителей в топливном балансе энергосистемы на базе использования местных топливно-энергетических ресурсов (далее – МТЭР) – поддержание на достигнутом уровне износа основных производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго» – ликвидация перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию с учетом планируемого роста реальных доходов населения и системы адресных дотаций отдельным категориям граждан – совершенствование тарифной политики – совершенствование нормативной правовой базы

	– совершенствование структуры управления энергосистемой – проведение мероприятий, нацеленных на улучшение показателей охраны окружающей среды – проведение научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии
Срок выполнения	– 2016–2020 годы
Прогнозная стоимость	– потребность в финансовых средствах на реализацию мероприятий Отраслевой программы организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», с НДС составляет 5208,943 млн. рублей (2444,352 млн. долларов США), в том числе собственные средства – 2697,793 млн. рублей (1265,943 млн. долларов США), кредитные средства – 2103,118 млн. рублей (992,39 млн. долларов США), инвестиционный фонд Минэнерго – 211,96 млн. рублей (96,181 млн. долларов США), прочие источники финансирования – 196,07 млн. рублей (89,836 млн. долларов США)
Источники финансирования	– собственные средства, кредитные ресурсы, инвестиционный фонд Минэнерго
Контроль выполнения	– Минэнерго
Исполнители	– организации Минэнерго
Ожидаемые результаты	– ввод электрической мощности: на АЭС – 2400 МВт, на объектах, находящихся в хозяйственном ведении организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго» (далее – объекты ГПО «Белэнерго») – 336,8 МВт – вывод из эксплуатации неэффективных мощностей в ГПО «Белэнерго» – 172,0 МВт и замещение выбывающих – 119,2 МВт – снижение технологического расхода на передачу электроэнергии в электрических сетях на величину до 1 процентного пункта – снижение технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в тепловых сетях на величину до 0,7 процентного пункта (в сопоставимых условиях) – экономия топливно-энергетических ресурсов в ГПО «Белэнерго» за 2016–2020 годы не менее 850 тыс. т у.т. – уменьшение использования природного газа в 2020 году по отношению к уровню 2015 года всего на 1,8 млн. т у.т. (1,3 млрд. м³) – увеличение использования МТЭР на объектах ГПО «Белэнерго» за счет ввода новых объектов (выхода на проектную мощность) – 43,4 тыс. т у.т. – увеличение объема использования энергии возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) на объектах ГПО «Белэнерго» за счет ввода новых объектов – 32,9 тыс. т у.т. – выработка электроэнергии на базе ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» – порядка 380,0 млн. кВт·ч – отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме – 160 процентов – отношение среднесуточного числа нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему числу населенных пунктов – 0,4 процента

- удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций – 50 процентов; тепловых сетей – 45 процентов, генерирующие источники – не более 43 процентов
- ввод электрокотлов суммарной мощностью 916 МВт на объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»
- отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго», к первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» – 7 процентов

ГЛАВА 1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

За период реализации Государственной программы развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года (далее Программа – 2016) суммарная установленная мощность всех электрогенерирующих источников Республики Беларусь возросла на 1482,4 МВт: с 8266,1 МВт (по состоянию на 01.01.2011) до 9741,4 МВт (по состоянию на 01.01.2016) без учета резервных дизельных генераторов на отдельных объектах. При этом на объектах ГПО «Белэнерго» выведено из эксплуатации 746,0 МВт неэффективных и введено 1908,4 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей. С 2010 по 2015 годы в ГПО «Белэнерго» снижен удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на 33,4 г у.т./кВт·ч: с 268,9 г у.т./кВт·ч до 235,5 г у.т./кВт·ч, возросла протяженность электрических сетей (воздушных и кабельных) с 269 тыс. км до 276,2 тыс. км, завершено строительство парогазовых энергоблоков на ТЭЦ-5 мощностью 400 МВт, на Березовской и Лукомльской ГРЭС мощностью по 427 МВт.

Необходимость разработки Отраслевой программы обосновывается следующими факторами:

уровень износа основных производственных фондов (далее – ОПФ) на 1 января 2015 г. снижен до 40 процентов, что соответствует показателю, определенному Стратегией развития энергетического потенциала. Однако около 5000 МВт генерирующих мощностей на Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-3, Мозырской, Новополоцкой и Светлогорской ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2 и других электростанциях были введены до 1975 года (средний срок службы 47 лет), степень их износа в прогнозируемом периоде достигнет критической величины, что требует принятия обоснованных решений по их замещению или модернизации, либо частичного вывода из эксплуатации;

степень износа электрических сетей и трансформаторных подстанций достигла 65–85 процентов, что является основной причиной отказов в электрических сетях;

износ тепловых сетей в 2015 году достиг 47 процентов;

технологические особенности электроэнергетической отрасли, одновременность производства и потребления и отсутствие возможной работы на склад предъявляют жесткие требования к надежности работы энергосистемы и созданию требуемых резервных мощностей;

ввод в эксплуатацию АЭС резко изменяет режимы работы всех других генерирующих источников, что требует обоснованных решений по способам регулирования графиков нагрузки энергосистемы;

высокая капиталоемкость и относительно длительный период создания новых объектов в электроэнергетике, социальная значимость снабжения электрической и тепловой энергией для обеспечения комфортных условий и материального благосостояния населения требует принятия своевременных решений по развитию и модернизации систем электро- и теплоснабжения потребителей;

развитие отношений в электроэнергетической сфере как на внутреннем рынке, так и с внешними партнерами, в том числе с учетом работы по формированию общего электроэнергетического рынка в рамках Евразийского экономического союза (далее – ОЭР ЕАЭС), вызывает необходимость совершенствования ее структуры управления, рассмотрения вопроса целесообразности расширения методов и способов тарифного регулирования, применяемых в сфере электроэнергетики в разрезе видов деятельности.

ГЛАВА 2

ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ, ПОКАЗАТЕЛИ И СРОКИ РЕАЛИЗАЦИИ

2.1. Цель

Целью Отраслевой программы является определение и реализация мер и механизмов, направленных на повышение надежности, технологической, экономической и организационно-структурной эффективности функционирования электроэнергетики в период 2016–2020 годы.

2.2. Задачи

Достижение поставленной цели должно базироваться на реализации следующих основных задач:

сбалансированное развитие и модернизация генерирующих источников на базе внедрения инновационных технологий и вывода из эксплуатации физически и морально устаревшего энергетического оборудования;

строительство и реконструкция электрических сетей и подстанций;

строительство и реконструкция тепловых сетей;

интеграция АЭС в баланс энергосистемы, включая установку электродвигателей на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»;

строительство пиково-резервных энергоисточников на базе ГТУ либо ГПА;

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

диверсификация первичных энергоносителей в топливном балансе энергосистемы на базе использования МТЭР;

поддержание на достигнутом уровне износа основных производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго»;

ликвидация перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию с учетом планируемого роста реальных доходов населения и системы адресных дотаций отдельным категориям граждан;

совершенствование тарифной политики;
совершенствование нормативной правовой базы;
совершенствование структуры управления энергосистемой;
проведение мероприятий, нацеленных на улучшение показателей охраны окружающей среды;

проведение научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

2.3. Показатели и сроки реализации

Эффективность Отраслевой программы определяется следующими показателями:

ввод электрической мощности:

на АЭС – 2400 МВт;

на объектах ГПО «Белэнерго» за 2016–2020 годы – 336,8 МВт;

вывод из эксплуатации неэффективных мощностей за этот период в ГПО «Белэнерго» – 172,0 МВт и замещение выбывающих – 119,2 МВт;

снижение технологического расхода на передачу электроэнергии в электрических сетях на величину до 1 процентного пункта;

снижение технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в тепловых сетях на величину до 0,7 процентного пункта (в сопоставимых условиях);

экономия топливно-энергетических ресурсов в ГПО «Белэнерго» за 2016–2020 годы не менее 850 тыс. т у.т.;

уменьшение использования природного газа в 2020 году по отношению к уровню 2015 года всего на 1,8 млн. т у.т. (1,3 млрд. м³);

увеличение использования МТЭР на объектах ГПО «Белэнерго» – 43,4 тыс. т у.т.;

увеличение объема использования ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» – 32,9 тыс. т у.т.;

выработка электроэнергии на базе ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» – порядка 380,0 млн. кВт·ч;

отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме – 160 процентов;

отношение среднесуточного числа нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему числу населенных пунктов – 0,4 процента;

удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций – 50 процентов; тепловых сетей – 45 процентов, генерирующие источники – не более 43 процентов;

ввод электрокотлов суммарной мощностью 916 МВт на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»;

отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие производственных фондов организаций ГПО «Белэнерго», к первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» – 7 процентов.

ГЛАВА 3

ПРОГНОЗ ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

В большинстве государств мира темпы роста электропотребления находятся в прямой зависимости от роста ВВП.

В Республике Беларусь такая зависимость частично прослеживается только за последние три года. Фактические и утвержденные данные о темпах роста ВВП на 2016–2020 годы составляют: 2016 год – 97,5 процента; 2017 год – 102,5 процента; 2018 год – 103 процента; 2019 год – 102,9 процента; 2020 год – 101,9 процента (по базовому сценарию).

В соответствии с разработанными перспективными Балансами электрической и тепловой энергии на расчетный период регулирования по энергоснабжающим организациям, входящим в состав ГПО «Белэнерго», с учетом существенного снижения электропотребления в 2015 году скачок роста электропотребления в 2020 году определен с учетом прироста потребления вследствие использования электроэнергии для производства тепловой энергии электробойлерными установками после ввода АЭС в объеме порядка 0,9 млрд. кВт·ч.

В соответствии с прогнозом потребление электроэнергии в 2020 году составит порядка 40,1 млрд. кВт·ч. Прогноз максимальной нагрузки выполнен исходя из фактического удельного прироста мощности на 1 млрд. кВт·ч, прироста электропотребления за 2004–2014 годы, который составил 120 МВт/млрд. кВт·ч. Максимальная нагрузка в 2020 году может составить 6200 МВт (рисунок 1).

Прогнозный объем выработки электрической энергии из ВИЭ в целом по республике оценивается к 2020 году на уровне 1,11 млрд. кВт·ч, в том числе 0,38 млрд. кВт·ч – на объектах ГПО «Белэнерго» и до 0,73 млрд. кВт·ч – на локальных источниках.

Развитие электрических мощностей на теплоэлектроцентралях (далее – ТЭЦ) по теплофикационному циклу будет ограничено по причине того, что потребление тепловой энергии в республике в последние годы снижается и в 2015 году составило 63,7 млн. Гкал и при этом из них доля ГПО «Белэнерго» составила 51,5 процента. Аналогичная тенденция (с незначительными отклонениями) по объему потребления в структуре производства сохранится до 2020 года (рисунок 2).

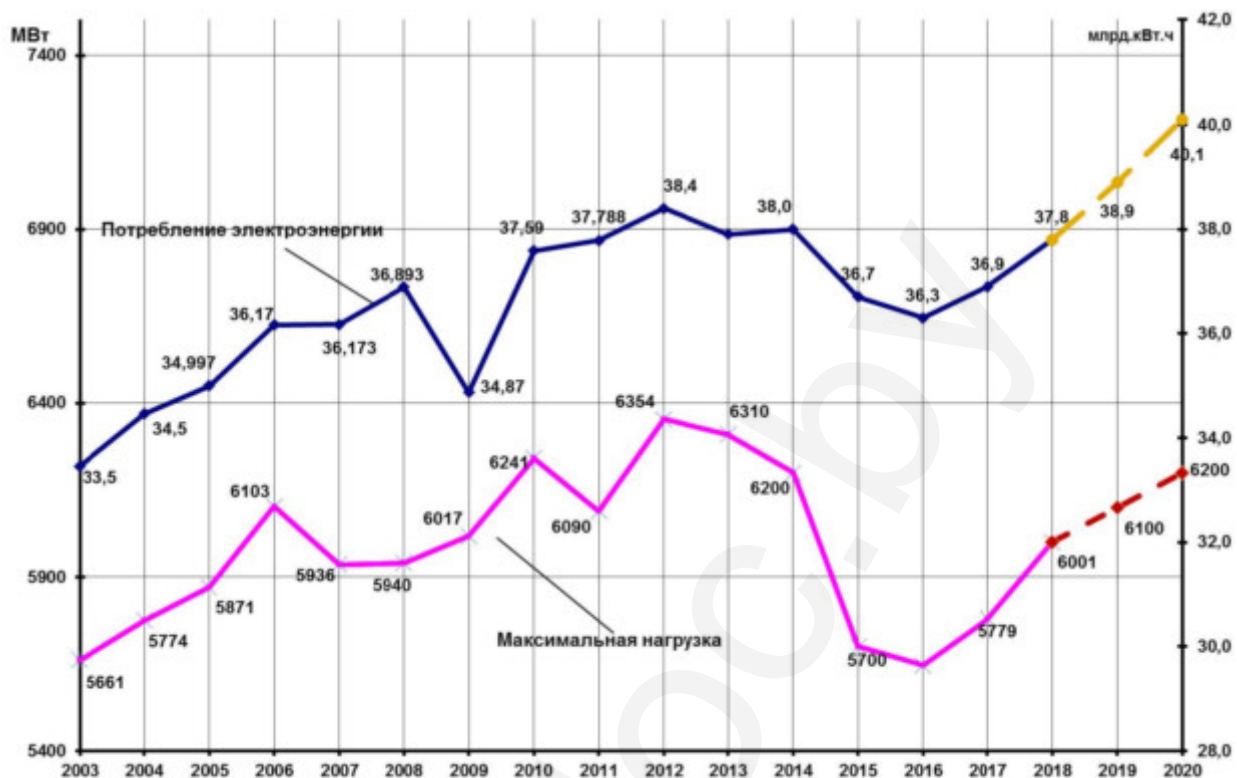


Рисунок 1. Прогноз потребления электрической энергии и максимальной нагрузки в энергосистеме

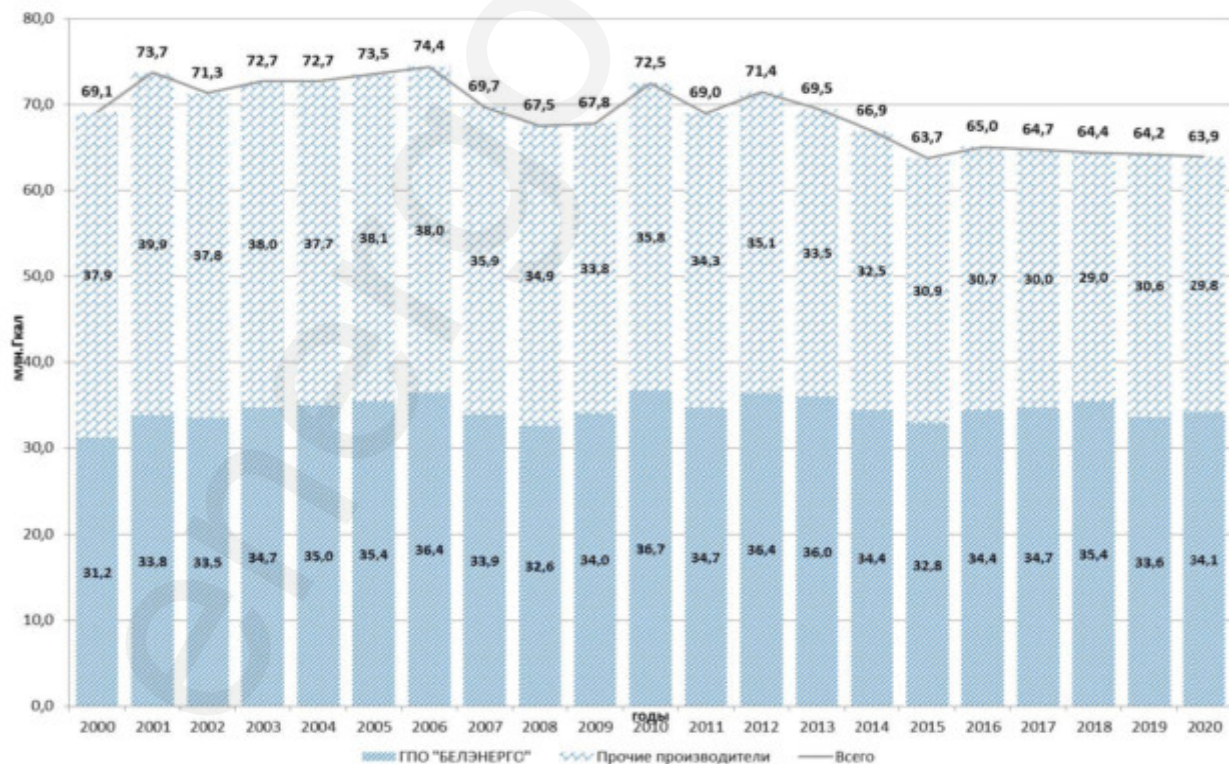


Рисунок 2. Прогноз производства (потребления) тепловой энергии в Республике Беларусь

ГЛАВА 4

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Российская Федерация

Установленная мощность объединенной энергосистемы на 1 января 2016 г. составила 235,3 тыс. МВт, в том числе теплоэлектростанции (далее – ТЭС) – 160,2 тыс. МВт (68,1 процента); гидроэлектростанции (далее – ГЭС) – 47,9 тыс. МВт (20,34 процента); атомные электростанции – 27,1 тыс. МВт (11,53 процента); ветроустановки и солнечные установки – 0,1 тыс. МВт (0,03 процента). Пиковое потребление в 2015 году составило 147,4 тыс. МВт, общее производство электроэнергии – 1026,9 млрд. кВт·ч, потребление – 1008,2 млрд. кВт·ч. В структуре генерирующих мощностей используются следующие энергоносители: природный газ – 49,1 процента, атомная энергия – 16,6 процента, уголь – 15,7 процента, гидроэнергия – 15,5 процента, нефть – 2,6 процента, биотопливо и прочие – 0,3 процента.

Прогноз спроса на электрическую энергию Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России, выполненный согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации 09.09.2015 № 627 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015–2021 годы», представлен в двух вариантах:

базовом со среднегодовым темпом прироста 0,7 процента;

умеренно-оптимистичном со среднегодовым темпом прироста 1,3 процента.

Варианты сформированы на основе показателей сценарных условий и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период 2016–2018 годов, разработанных Министерством экономического развития (май 2015 г.). Величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1067,518 млрд. кВт·ч в базовом варианте и 1108,666 млрд. кВт·ч в умеренно-оптимистичном варианте. Это больше объема потребления электрической энергии 2014 года на 53,660 млрд. кВт·ч и 94,808 млрд. кВт·ч соответственно. Превышение уровня 2014 года составит в 2021 году 5,3 процента по базовому варианту при среднегодовом приросте за период 0,7 процента и 9,4 процента по умеренно-оптимистичному варианту при среднегодовом приросте 1,3 процента. Разница между прогнозными вариантами потребления электрической энергии на уровне 2021 года оценивается в 41,148 млрд. кВт·ч (3,9 процента).

Фактическое потребление электроэнергии в 2015 году по сравнению с 2014 годом снизилось на 5,6 млрд. кВт·ч (минус 0,55 процента) и относительно фактического объема потребления электроэнергии 2013 года снижение составляет 1,56 млрд. кВт·ч (минус 0,15 процента).

Установленная мощность превысила максимум электропотребления на 60 процентов, что свидетельствует о наличии избыточных мощностей. Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2015 году составило 4402 часа или 50,25 процента календарного времени (коэффициент использования установленной мощности). Однако, даже учитывая низкие темпы роста спроса на электроэнергию, невысокий коэффициент использования установленной мощности, образовавшаяся избыточность в среднесрочной перспективе может быть значительно востребована в связи с необходимостью больших объемов реконструкции действующих и замещения выбывающих мощностей, так как более трети российских теплоэлектростанций отработали больше 30 лет, а в среднем

возраст колеблется между 50 и 60 годами. Порядка 80 процентов атомных мощностей приближаются к концу срока эксплуатации, 78 процентов ТЭС нуждаются в переоснащении.

При планировании развития электроэнергетики Республики Беларусь до 2020 года следует учитывать, что с учетом более низкой цены топлива для ТЭС в Российской Федерации, наличия атомных электростанций в Европейской части России, а также наличия избыточных мощностей российская электроэнергия в рыночных условиях до 2020 года будет более конкурентоспособна в сравнении с электроэнергией, вырабатываемой в энергетической системе Беларуси, что исключает в ближайшей перспективе возможность экспорта электроэнергии на рыночных условиях из Республики Беларусь в Российскую Федерацию.

4.2. Украина

В 2015 году разработан проект «Новая энергетическая стратегия Украины: безопасность, энергоэффективность, конкуренция», в котором определены направления развития топливно-энергетического комплекса до 2020 года и общие принципы до 2035 года.

Суммарная установленная мощность ОЭС Украины на 1 января 2014 г. составила 54,5 тыс. МВт, в том числе 28,4 тыс. МВт – ТЭС и ТЭЦ; 13,8 тыс. МВт – атомные электростанции; 12,3 тыс. МВт – ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции (далее – ГАЭС) и прочие.

Большинство энергоблоков ТЭС были введены в эксплуатацию в 1960–1975 годах. Новые мощности на ТЭЦ за последние 20 лет не вводились. ТЭС характеризуется низким уровнем надежности и эффективности, а также высоким уровнем выбросов вредных веществ.

Объединенная энергосистема Украины (ОЭС) функционирует синхронно с энергосистемами Российской Федерации, Беларуси и Молдовы. Западная часть ОЭС, так называемый Остров Бурштинской ТЭС, отсоединен от основной системы и функционирует синхронно с Европейской системой системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E), что позволяет обеспечивать экспорт электроэнергии в страны Европы.

Для регулирования нагрузки энергосистемы, в которой на атомных электростанциях вырабатывается около 50 процентов электроэнергии, широко используются существующие ГАЭС и ГЭС. Предусматривается дальнейшее развитие ГАЭС и, в частности, завершается строительство Днестровской ГАЭС мощностью 972 МВт, Ташлицкой ГАЭС – 900 МВт, разработан проект для другой очереди Днестровской ГАЭС – 1296 МВт, предусматривается расширение Каховской ГЭС – 270 МВт. На атомных электростанциях эксплуатируется 15 энергоблоков общей мощностью 13 835 МВт. На Хмельницкой АЭС завершается строительство двух блоков мощностью 2000 МВт. Большинство существующих блоков на атомных электростанциях требуют специального обоснования для продления допустимых сроков их эксплуатации. В структуре производства электроэнергии не предусматриваются существенные изменения, а прирост потребления к 2020 году оценивается на уровне 3 процентов к уровню 2012 года. Основной объем производства в 2020 году будет обеспечен за счет использования природного газа – 30,1 процента; угля – 29,2 процента; ядерного топлива – 24 процента; нефти и нефтепродуктов – 11,5 процента; возобновляемых источников – 5,2 процента.

Из энергетической стратегии Украины следует, что перспективные планы государства ориентированы на объединение с энергосистемами государств Европейского союза с отделением от энергосистем Российской Федерации и Республики Беларусь.

Однако, учитывая необходимость значительных инвестиций на масштабную модернизацию устаревших действующих ТЭС с приведением экологических показателей в соответствие с требованиями ЕС, модернизацию сетевой инфраструктуры, инвестиций на продление сроков безопасной эксплуатации отдельных, отработавших нормативные сроки блоков на АЭС, процесс полной интеграции ОЭС Украины с ЕС до 2020 года маловероятен. В этой связи взаимоотношения энергосистемы Республики Беларусь и ОЭС Украины до 2020 года сохраняется на существующем уровне. Кроме того, согласно принятому закону Украины «О рынке электроэнергии» в Украине с 01.07.2019 планируется запуск новой модели оптового рынка электроэнергии, в которой предусмотрена существенная либерализация правил импорта электроэнергии в Украину, что может поспособствовать осуществлению экспорта белорусской электроэнергии в Украину.

4.3. Литва

Общая установленная мощность электростанций достигла к 2014 году 4300 МВт. На долю ТЭС приходится 68,0 процента, гидроэлектростанций – 3,0 процента, ГАЭС – 21,0 процента, электростанций, работающих с использованием ВИЭ (ветровые и на биотопливе), – 8,1 процента. Импорт электроэнергии находится на уровне 7 млрд. кВт·ч, экспорт – около 1 млрд. кВт·ч. Импорт из Беларуси – 0,5 млрд. кВт·ч. Годовое потребление электроэнергии на уровне 12 млрд. кВт·ч.

Межсистемная связь с энергосистемой Беларуси – пять линий электропередачи 330 кВ (далее – ЛЭП) и семь ЛЭП 110 кВ. Установлена связь с Польшей с использованием вставки постоянного тока мощностью 500 МВт и Швецией – 700 МВт.

С учетом наличия связей с Польшей и Швецией и отсутствием согласия Латвии и Эстонии в финансировании строительства Висагинской АЭС в Литве, ее создание в прогнозируемом периоде маловероятно. Отсоединение от энергосистем России и Беларуси планируется в 2025 году.

В 2018 году в связи с благоприятной конъюнктурой цен на рынке электроэнергии стран Балтии и Скандинавии и наличием в энергосистеме Республики Беларусь собственных свободных генерирующих мощностей объем экспорта электроэнергии из Республики Беларусь в страны Балтии составил 1,0 млрд. кВт·ч. В соответствии с действующими в странах Балтии правилами торговли, поставки электроэнергии в них из третьих стран (Беларусь, Российская Федерация) осуществляются через литовскую зону торговой площадки Nord Pool. Однако на основании принятых в Республике Литва в 2017 году законов относительно мер по противодействию строительству Белорусской АЭС в ближайшем будущем может быть введен запрет на торговлю электроэнергией через торговое сечение «Беларусь – Литва».

Исходя из энергетической политики Литвы при планировании развития электроэнергетики Республики Беларусь следует учитывать, что с учетом меньшей стоимости топлива и более низких удельных расходов топлива на производство электроэнергии себестоимость производства электроэнергии на ТЭС в энергетической системе будет ниже, чем на аналогичных источниках в Литве, в связи с чем на энергетическом рынке перетоков в отдельные периоды возможен до 2025 года экспорт электроэнергии. Величина экспорта в рыночных условиях носит вероятностный характер, по этой причине учет влияния данного фактора на развитие генерирующих источников энергетической системы не целесообразен.

4.4. Польша

Установленная мощность энергосистемы в 2014 году – 31,1 тыс. МВт;

выработка электроэнергии – 156,6 млрд. кВт·ч;

потребление электроэнергии – 158,7 млрд. кВт·ч;

импорт – 2,2 млрд. кВт·ч;

выработка на базе угля – 86,0 процента, газа и прочих видов – 8 процентов, ВИЭ – 5 процентов, ГЭС – 1 процент.

Несмотря на ограничения со стороны ЕС по развитию угольной энергетики, обусловленные экологическими факторами, в Польше планируется в 2017–2019 годах ввести в эксплуатацию новые энергоблоки на базе использования низкосортного угля общей мощностью 4200 МВт, в том числе Kozienice – 1075 МВт, Jaworzno – 910 МВт, Electrownia Opole – 2х900 МВт, Electrownia Turów – 450 МВт.

В развитие генерирующих источников на период с 2014 по 2028 годы планируются инвестиции на ветроэнергетику – 40,1 процента, на угле – 32,5 процента, на природном газе – 22,1 процента, на прочих видах – 5,3 процента.

Компания PGE EJ1 подготовила комплексный план на выбор поставщика технологии для первой атомной электростанции в Польше. Предполагается завершить выбор в середине 2019 года, в этот период получить принципиальное решение на строительство атомной электростанции.

Рассматриваются два варианта мощностью 2700 МВт либо 3500 МВт.

По планам компании ввод в эксплуатацию первого блока ожидается в 2025 году. В качестве площадки для размещения атомной электростанции рассматривается основной вариант в Померании «Жерновец».

Для обеспечения жестких экологических требований Европейского союза к развитию угольной энергетики потребуются большие затраты на создание и эксплуатацию планируемых и действующих ТЭС на угле, и, очевидно, стоимость производства электроэнергии в целом по энергосистеме с учетом более высокой стоимости газа для ТЭС в Польше, работающих на природном газе, будет сопоставима с себестоимостью ее производства в Республике Беларусь, что создает предпосылки в заинтересованности обеих сторон в организации связи через вставку постоянного тока между энергосистемами Польши и Беларуси для обмена перетоками электроэнергии в отдельные периоды на взаимовыгодных условиях. В перспективе с учетом тенденций внешнеэкономической и политической обстановки целесообразно повторное рассмотрение возможности создания вставки постоянного тока.

На основании краткого обзора политики соседних государств следует вывод об отсутствии гарантированной возможности экспорта электроэнергии. По экономическим критериям в отдельные периоды возможен либо экспорт, либо взаимовыгодный обмен перетоками электроэнергии. С учетом неопределенности по вопросам экспорта – импорта электроэнергии для обеспечения энергетической безопасности планирование развития электроэнергетики Республики Беларусь следует осуществлять без учета названного фактора.

ГЛАВА 5

РАЗВИТИЕ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1. Генерирующие источники

Условия сбалансированного развития и модернизации электрогенерирующих объектов обеспечены на основании учета следующих факторов:

- прогнозных уровней электропотребления;
- соотношения мощности АЭС и других электрогенерирующих объектов;
- объемов развития электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» и локальных источников;
- объемов развития электрогенерирующих источников на МТЭР;
- объемов резервирования генерирующих мощностей.

До 2020 года по значительной части оборудования генерирующих источников истекают нормативные сроки эксплуатации, что требует их замены, модернизации либо обоснованных сроков продления эксплуатации. Общая мощность такого оборудования составляет 4235,7 МВт, в том числе Лукомльская ГРЭС – 2455 МВт, Березовская ГРЭС – 330 МВт, Новополоцкая ТЭЦ – 270 МВт, Минская ТЭЦ-3 – 220 МВт, Мозырская ТЭЦ – 205 МВт, Бобруйская ТЭЦ-2 – 180 МВт, Гродненская ТЭЦ-2 – 180 МВт, Светлогорская ТЭЦ – 155 МВт, Могилевская ТЭЦ-2 – 150 МВт и 90,7 МВт на прочих ТЭЦ. Объемы вывода из эксплуатации электрогенерирующих мощностей на ТЭС будут определены после выхода на проектную мощность АЭС и ее успешной интеграции в баланс энергосистемы.

В случае аварийного останова энергоблока на АЭС требуется за короткое время восстановить плановую мощность энергосистемы. Для этой цели в настоящее время предусмотрено поддержание в энергосистеме горячего и холодного резервов, величина каждого из которых в соответствии с существующими нормативами равна мощности самого крупного блока в энергосистеме, то есть единичной мощности блока АЭС порядка 1200 МВт.

В период плановых и внеплановых остановов энергоблоков АЭС на ремонт предусматривается использование замещающих источников.

Для регулирования минимальных нагрузок энергосистемы после ввода в эксплуатацию на полную мощность АЭС без реализации специальных мероприятий потребуются ежесуточный останов всех конденсационных блоков и частично теплофикационных мощностей на ТЭС в ночные часы, что недопустимо по условиям надежности и безопасности работы электростанций. По этой причине предусматривается реализация ряда специальных мероприятий в виде установки электроджетов на объектах ГПО «Белэнерго», а также увеличение использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения у других потребителей, включая теплоснабжение вновь вводимых жилых районов и индивидуальной застройки на базе гибкой тарифной политики, стимулирующей использование электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы и ограничивающих в период пиковых.

Требуемую суммарную величину резерва (горячего и холодного) и компенсацию снижения мощности за счет ремонтов планируется обеспечить за счет сохранения в работоспособном состоянии отдельных блоков на Лукомльской ГРЭС и частично мощностей на других действующих ТЭС.

Установленная мощность блок-станций (локальных источников), находящихся в параллельной работе с энергосистемой, на 1 января 2016 г. составила 761,0 МВт, в том числе на базе ВИЭ – 92,4 МВт.

В целях совершенствования единой государственной политики в сфере использования возобновляемых источников энергии в 2015 году приняты Указ Президента Республики Беларусь от 18 мая 2015 г. № 209 «Об использовании возобновляемых источников энергии» и постановление Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662 «Об установлении и распределении квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии», регламентирующие порядок создания, модернизации, реконструкции действующих установок, а также порядок установления и распределения квот, образована Республиканская межведомственная комиссия по установлению и распределению квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии.

В период с 2016 по 2020 годы работы по созданию установок по использованию ВИЭ продолжают осуществляться в соответствии с требованиями указанных нормативных правовых актов и ежегодным установлением объемов квот на последующие три года в объемах, необходимых для выполнения задания по увеличению доли производства первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР на 1 процент (с 5 процентов в 2015 году до 6 процентов в 2020 году).

Решение о строительстве локальных энергоисточников принимается в каждом конкретном случае в соответствии с Законом Республики Беларусь от 8 января 2015 года «Об энергосбережении», а также с учетом положений Указа Президента Республики Беларусь от 26 января 2016 г. № 26 «О внесении изменений и дополнений в Директиву Президента Республики Беларусь» и постановления Совета Министров Республики Беларусь от 18 февраля 2010 г. № 225 «Об утверждении Концепции развития теплоснабжения в Республике Беларусь на период до 2020 года».

На отдельных объектах ГПО «Белэнерго» в прогнозируемом периоде планируется ввод новых мощностей (с учетом ввода новых и замещения выбывающих) в объеме 336,8 МВт, в том числе на следующих объектах:

Минская ТЭЦ-3 – 115 МВт;
Гродненская ТЭЦ-2 – 70 МВт;
Гомельская ТЭЦ-1 – 31,3 МВт;
Могилевская ТЭЦ-1 – 38,5 МВт;
Оршанская ТЭЦ – 12,8 МВт;
Витебская ГЭС – 40 МВт;
Полоцкая ГЭС – 21,7 МВт;
Новогрудская ВЭС – 7,5 МВт.

Для оптимизации структуры быстродействующего резерва мощности предусматривается установка пиково-резервных мощностей на Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5 и Новополоцкой ТЭЦ. Суммарная установленная мощность указанных энергоисточников составит 800 МВт.

В результате вывода из эксплуатации устаревших мощностей на отдельных объектах будет обеспечено снижение установленной мощности на 172 МВт, в том числе: на Березовской ГРЭС – 160 МВт, Белорусской ГРЭС – 6 МВт, Брестской ТЭЦ – 6 МВт. Возможные объемы вывода из эксплуатации отдельных блоков на других ТЭС будут определены после выхода на проектную мощность АЭС и ее интеграции в баланс энергосистемы.

По прогнозу суммарная установленная мощность на конец 2020 года составит на электростанциях организаций ГПО «Белэнерго» около 9025,4 МВт, локальные источники –

1592,2 МВт, из них на базе ВИЭ – 629,0 МВт. Суммарная мощность ВИЭ, включая организации ГПО «Белэнерго», составит порядка 5,6 процента от общей установленной мощности энергосистемы.

5.2. Электрические сети и подстанции

Из всех видов основного оборудования энергосистемы износ подстанций достиг наибольшего значения и по большинству из них находится в пределах 70 процентов. Из 1326 подстанций 35–750 кВ срок эксплуатации 1163 объектов (86 процентов) составляет более 25 лет. Степень износа электрических сетей по классам напряжения колеблется в широком диапазоне: от 47,2 процента – по ЛЭП 750 кВ до 75,2 процента – по ЛЭП 35 кВ и 70,1 процента – по ЛЭП 220 кВ. Высокая степень износа самых протяженных ЛЭП 10 кВ – 60,3 процента и ЛЭП 110 кВ – 62,4 процента. С учетом сложившейся ситуации в прогнозируемом периоде будет уделено основное внимание этой части основных производственных фондов.

Для обеспечения выдачи мощности от АЭС, повышения надежности электроснабжения отдельных регионов и устойчивости работы энергосистемы в различных ситуациях предусматривается сооружение новых магистральных ЛЭП, сооружение новых и реконструкция действующих подстанций, а также ряд других мероприятий.

Инвестиционный проект по выдаче мощности от АЭС реализуется в соответствии с Указом Президента Республики Беларусь 10 апреля 2014 г. № 156 «О строительстве высоковольтных линий электропередачи и подстанций для выдачи мощности Белорусской атомной электростанции». Инвестиционный проект включает 23 пусковых комплекса. Проектом предусмотрено строительство воздушных линий электропередачи 330 кВ протяженностью 1032,5 км, реконструкция 672,4 км действующих линий электропередачи напряжением 110–330 кВ. В период до 2016 года введены пусковые комплексы № 1 (реконструкция ВЛ 330 кВ Лукомльская ГРЭС – Борисов с ВОЛС), № 2 (реконструкция ВЛ 330 кВ Лукомльская ГРЭС – Витебск), № 6 (строительство ВЛ 330 кВ Молодечно – Минская ТЭЦ-4 с ВОЛС. Реконструкция ОРУ 330 кВ Минской ТЭЦ-4). В период реализации настоящей программы предусматривается:

- сооружение ЛЭП 330 кВ до следующих ПС: «Молодечно», «Столбцы», «Россь», «Поставы» (две линии), «Минск Северная», «Сморгонь»;

- строительство и реконструкция ЛЭП 330 кВ по следующим направлениям: «Поставы – Игналинская АЭС», «Сморгонь – Лида», «Полоцк – Поставы», «Молодечно – Минская ТЭЦ-4», «Поставы – Минск-Восточная», «Гродно – Лида»;

- строительство ПС 330 кВ «Поставы»;

- реконструкция ПС 330 кВ: «Сморгонь», «Россь».

Для обеспечения выдачи мощности генерирующих источников, повышения надежности функционирования энергосистемы и энергоснабжения промышленных узлов и отдельных потребителей предусматривается:

- реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ Столбцы – Барановичи;

- строительство дополнительных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ): ПС 330 кВ Россь (180 МВар), ПС 330 кВ Лида (2х30 МВар), ПС 330 кВ Сморгонь (30 МВар), ПС

330 кВ Столбцы (2х20 МВар), ПС 330 кВ Мозырь (2х20 МВар), ПС 330 кВ Калийная (30 МВар), ПС 330 кВ Микашевичи (20 МВар);

строительство ПС 330 кВ «Металлургическая»;

реконструкция ПС 330 кВ: «Барановичи», «Гродно-Южная», «Мирадино», «Могилев», «Минск Северная»;

реконструкция ПС 750 кВ «Белорусская»;

перевод сети напряжением 220 кВ на напряжение 330 и 110 кВ;

оснащение (модернизация) электрических сетей противоаварийной и режимной автоматикой;

поэтапный вывод из эксплуатации ЛЭП 35 кВ с переводом на 110 кВ или 10 кВ с подключением нагрузки по сети 10 кВ к ближайшей ПС 110 кВ;

значительный объем модернизации и технического перевооружения парка оборудования сетей и подстанций напряжением 110 кВ с заменой оборудования, отслужившего свой нормативный срок;

ежегодное строительство и реконструкция электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ в объеме порядка 1500 км (подлежит ежегодному уточнению);

ежегодная реконструкция кабельных линий 10 (6) кВ на уровне 300 км;

внедрение интегрированных автоматизированных систем районов электрических сетей и микропроцессорных систем дистанционного управления;

развитие и дальнейшее внедрение «умных сетей» электроснабжения (Smart Grid) на основе использования информационных и коммуникационных сетей и технологий для сбора информации, контроля за процессами и системами на стадиях производства, передачи, распределения и продажи электрической энергии, позволяющих повышать эффективность, надежность и устойчивость электроснабжения потребителей.

В рамках развития трансграничных электросетевых проектов при наличии заинтересованности польской стороны возможно строительство вставок постоянного тока как с использованием существующей инфраструктуры сетей, так и путем строительства новых межгосударственных линий электропередачи.

Перечень основных инвестиционных проектов представлен в приложении 2.

5.3. Системы теплоснабжения

В развитии систем теплоснабжения предусматривается:

проведение мониторинга эффективности функционирования тепловых источников в целях оптимизации их нагрузки в 2016 году, разработка плана модернизации действующих тепловых источников с выводом из эксплуатации (при необходимости) неиспользуемых мощностей до 2020 года;

обеспечение оптимального сочетания централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон их эффективности;

дальнейшее развитие автоматических и автоматизированных систем управления теплоснабжающими комплексами (источники, тепловые сети, потребители);

разработка нормативной правовой базы, обеспечивающей эффективное взаимодействие производителей тепловой энергии, организаций, осуществляющих его транспортировку и распределение, и потребителей;

сокращение тепловых потерь и утечек теплоносителя в результате реконструкции тепловых сетей на основе применения ПИ-трубопроводов, новых высокоэффективных теплоизоляционных материалов;

выработка и реализация согласованной политики в сфере балансовой принадлежности тепловых сетей и котельных между Минэнерго, Минжилкомхозом, облисполкомами и Минским горисполкомом;

для замены устаревших тепловых сетей, подключения новых потребителей, приемки дополнительных тепловых нагрузок от жилищно-коммунальных организаций и промышленных потребителей ежегодно осуществление замены 80–100 км трубопроводов (в однострубно́м исчислении) с увеличением данного показателя до 4 % от общего объема имеющихся тепловых сетей при условии обеспеченности источниками финансирования.

5.4. Интеграция АЭС в баланс энергосистемы

Ограниченные возможности изменения мощности АЭС требуют поиска других организационно-технических мероприятий для регулирования нагрузки энергосистемы. В мировой практике для этих целей широко используются гидроэлектростанции, гидроаккумулирующие электростанции, действующие ТЭС с их разгрузкой до технического минимума, стимулирующие тарифы для использования электроэнергии в системах отопления и горячего водоснабжения в период минимальных нагрузок энергосистемы (в ЕС свыше 20 процентов электроэнергии от общего потребления населением расходуется для этих целей). Другие известные способы, такие как воздушно-аккумулирующие электростанции, водородная энергетика, маховики, сверхпроводящие магнитные накопители, электромобили и т.п. получили ограниченное развитие.

В прогнозируемых условиях развития экономики Республики Беларусь по технико-экономическим показателям наиболее приемлемы из перечисленных – использование ТЭС в режиме их разгрузки до технического минимума и использование электроэнергии в системах отопления и горячего водоснабжения с аккумуляторами тепловой энергии посредством электрокотлов, устанавливаемых на ТЭС и котельных, а также электроводонагревателей различных типов в индивидуальных системах отопления и горячего водоснабжения. Общий объем электрокотлов, необходимых к установке на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», оценивается величиной 916 МВт, на источниках иной ведомственной принадлежности – порядка 200 МВт.

С учетом единичной мощности энергоблоков на АЭС порядка 1200 МВт возрастают требования к созданию необходимых резервов (горячего, холодного, ремонтного, технологических ограничений), суммарную мощность которых в объеме 3300 МВт предусматривается обеспечить за счет поддержания в работоспособном состоянии и использования частично отработавших свой срок блоков на Лукомльской ГРЭС, а также других мощностей на действующих ТЭС.

Кроме того, необходимо наращивание объема нагрузки, подключенной к общесистемной автоматике (АСБС) до 1200 МВт.

В условиях функционирования АЭС возрастают требования к необходимости создания аварийного резерва, который может быть обеспечен на базе ГТУ или ГПА (не вращающийся резерв) либо размещением резерва в энергосистемах сопредельных государств.

В настоящее время в рамках параллельной работы Белорусской энергосистемы с энергосистемами России и стран Балтии действует Соглашение о поддержании и использовании нормативного аварийного резерва мощности в электрическом кольце БРЭЛЛ от 6 декабря 2010 г. (далее – Соглашение). В рамках данного Соглашения между ГПО «Белэнерго» и смежными энергосистемами заключены договоры поставки электрической энергии в рамках оказания аварийной взаимопомощи в режиме параллельной работы. Гарантированный объем аварийной помощи с учетом договоров может составлять до 100 МВт от каждой из сторон Соглашения, за исключением случаев, если сторона Соглашения уже оказывает аварийную помощь иным сторонам.

На размещение аварийного резерва в энергосистемах сопредельных государств могут накладываться следующие ограничения по его использованию:

при аварийном отключении блока АЭС произойдет увеличение перетоков в межгосударственных сечениях, при этом в случае его достижения максимальной величины реализация резерва в смежной энергосистеме по данному сечению невозможна (рисунок 3);

для недопущения вышеуказанного ограничения, в связи с неопределенностью сроков реализации аварийного резерва, превентивно потребуется ограничивать транзит электроэнергии по линиям электропередачи Беларуси на величину резерва с целью обеспечения пропускной способности межгосударственных сечений независимо от того, будет ли он реализован либо нет, что повлечет за собой недоиспользование транзитного потенциала Республики Беларусь.



Рисунок 3 Ограничение реализации резерва в сопредельных государствах при перегрузе сечений.

Также необходимо учитывать существующую возможность выхода стран Балтии из состава единой энергетической системы с переходом в режим параллельной работы с ОЭС стран Европейского союза, а это в свою очередь ограничит возможности размещения резерва на их территории без дополнительного строительства сетевой инфраструктуры.

Размещение резерва мощности за пределами республики в том числе приведет к снижению энергетической безопасности. В случае аварийного останова энергоблока АЭС возможность сохранения и восстановления надежного электроснабжения потребителей будет зависеть от смежных энергосистем.

С учетом вышеизложенного целесообразно аварийный резерв обеспечивать с использованием ГТУ либо ГПА.

При установке электродвигателей и пиково-резервных мощностей ГПО «Белэнерго» будут обеспечены меры, позволяющие не допустить роста численности персонала в целом по энергосистеме.

Для стимулирования увеличения использования электроэнергии всеми потребителями в период минимальных нагрузок энергосистемы и сокращения потребления в период пиковых нагрузок предусматривается разработка тарифов, дифференцированных по временным периодам.

Реализация мероприятий по интеграции АЭС в энергосистему предполагается в рамках Отраслевой программы и комплексного плана.

ГЛАВА 6

РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И УЧЕТА ЭНЕРГИИ

Для оперативного управления энергосистемой, обеспечения требуемой надежности и повышения эффективности ее функционирования предусматривается развитие действующих и создание новых технических и программно-технических комплексов, включающих:

- автоматизированную систему контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) промышленных потребителей, в том числе юридических лиц (индивидуальных предпринимателей), имеющих в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении локальные источники, для планирования и контроля оперативных режимов энергетической системы;

- АСКУЭ межгосударственных и межсистемных потоков и генерации, региональные АСКУЭ;

- автоматику отключения потребителей для мгновенного восстановления баланса мощности энергосистемы;

- программно-технический комплекс для оптимального распределения электрических нагрузок;

- интегрированный для всех уровней программно-технический комплекс и математические модели для оптимизации работы электрической сети, расчета установившихся и переходных режимов;

- комплекс технических средств и соответствующее программное обеспечение для системы автоматического регулирования частоты и мощности с использованием блочного оборудования ряда электростанций;

- средства принудительного распределения потоков активной мощности по межгосударственным электрическим сечениям;

- противоаварийную автоматику для оперативного восстановления баланса электрической мощности в отдельных узлах;

- интегрированную автоматизированную систему управления, включающую: информационные сети диспетчерского управления, автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций, тепловых и электрических сетей и другие.

С целью расширения использования дифференцированных тарифов как у отдельных хозяйствующих субъектов, так и у населения предусматривается замена существующих приборов учета на многотарифные счетчики с интеграцией их в автоматические системы учета.

ГЛАВА 7

МЕРЫ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Эффект снижения воздействия на окружающую среду при производстве электрической и тепловой энергии будет достигнут за счет соблюдения экологически оптимальных режимов эксплуатации генерирующих источников, внедрения эффективных видов оборудования и технологий на энергоисточниках, в электрических и тепловых сетях, вытеснения органического топлива из топливного баланса энергосистемы ядерным топливом и частично за счет вовлечения ВИЭ, что позволит сократить выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух.

Для обеспечения требуемых экологических условий предусматривается:

создание и стимулирование внедрения экологически чистых и ресурсосберегающих технологий при производстве, передаче, распределении, хранении и использовании топливно-энергетических ресурсов;

гармонизация норм белорусского и международного экологического законодательства;

предотвращение загрязнения водных объектов и сохранение биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС;

повышение квалификации персонала, обслуживающего энергообъекты, ответственного за промышленную и экологическую безопасность производства;

проведение экологического мониторинга, формирование экологической отчетности;

разработка и внедрение автоматизированных и автоматических систем контроля и учета выбросов вредных веществ с параллельным регулированием технологических процессов, обеспечивающих требуемые нормативы предельно допустимой концентрации и предельно допустимых выбросов;

реализация мероприятий по соблюдению норм выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании топлива в котельных установках в соответствии с экологическими нормами и правилами ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 «Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности», утвержденными постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 18.07.2017 № 5-Т.

ГЛАВА 8

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ

В тарифной политике предусматривается:

ликвидация перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию с учетом планируемого роста реальных доходов населения и системы адресных дотаций отдельным категориям граждан;

оптимизация уровней тарифов на электроэнергию, используемую для нужд отопления и горячего водоснабжения;

оптимизация уровней тарифов на электроэнергию для потребителей, осуществляющих расчеты за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по временным периодам;

расширение перечня категорий потребителей, осуществляющих расчеты за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по временным периодам.

ГЛАВА 9

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАМКАХ ЕАЭС

Направления совершенствования системы управления энергетической системой определены с позиции повышения уровня ее управляемости для обеспечения надежности работы в связи с существенно возросшим за последние пять лет числом производителей электрической энергии, а также равноценного участия белорусской стороны в интеграционных процессах.

На условиях обеспечения энергетической безопасности предусматриваются следующие основные принципы структурного преобразования:

осуществление единого оперативно-диспетчерского управления;

корректировка действий на основе мониторинга эффективности проведения структурных преобразований, системной проработки и анализа нормативных правовых актов, оценки влияния реструктуризации энергетической отрасли на финансово-экономические показатели функционирования энергосистемы и надежность энергоснабжения потребителей.

В 2016–2020 годах планируется реализовать следующие мероприятия:

разработка и принятие необходимых нормативных правовых актов, регулирующих, в том числе, вопросы:

наделения Правительства и республиканских органов государственного управления полномочиями и дополнительными функциями, необходимыми для реализации Протокола об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (далее – Протокол о рынке);

наделения полномочиями одного юридического лица на торговлю электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза;

наделения полномочиями республиканского органа государственного управления (организации) на разработку и ведение перечня (реестра) субъектов внутреннего оптового электроэнергетического рынка, имеющих право участвовать на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза;

межгосударственной передачи электрической энергии (мощности).

ГЛАВА 10

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ ПРАВОВОЙ БАЗЫ

Направления совершенствования и развитие нормативной правовой базы должны учитывать планируемые изменения условий функционирования энергосистемы, основными из которых являются:

отделение надзорных функций от производственных путем создания государственного учреждения «Госэнергогазнадзор»;

повышение эффективности управления организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго»;

повышение конкурентоспособности предприятий системы Минэнерго на внутреннем и внешнем рынках при участии в конкурсных торгах по реализации проектов по строительству и ремонту инженерной инфраструктуры (систем энергоснабжения, теплоснабжения и других) «под ключ»;

формирование договорных взаимоотношений по передаче электрической энергии между различными субъектами хозяйствования;

ввод в эксплуатацию и интеграция АЭС в баланс энергосистемы;

формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (далее – ОЭР ЕАЭС);

развитие локальных источников только по согласованию с Министерством энергетики Республики Беларусь.

С целью обеспечения названных направлений в прогнозируемом периоде планируется разработать следующие документы:

проект Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике»;

нормативные правовые акты, регулирующие отношения в электроэнергетике (включая вопросы использования электрической энергии для целей отопления и горячего водоснабжения);

нормативные правовые акты, регламентирующие основные направления реформирования электроэнергетики;

условия и требования к безопасному развитию ядерной энергетики, обращению с радиоактивными отходами и физической защите ядерно-опасных объектов;

нормативные правовые акты, позволяющие реализовать мероприятия, направленные на интеграцию АЭС в баланс энергосистемы.

С целью выполнения международных обязательств предусматривается обеспечить участие в разработке нормативной базы ОЭР ЕАЭС с учетом интересов Республики Беларусь, в том числе с учетом особого мнения Республики Беларусь к Концепции формирования ОЭР ЕАЭС. Участие белорусской стороны в создании ОЭР ЕАЭС будет осуществляться в соответствии с порядком и сроками, установленными Договором о ЕАЭС, другими актами Союза.

ГЛАВА 11 НАУЧНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Планируется проведение и дальнейшее развитие научно-исследовательских и конструкторских разработок по следующим направлениям:

разработка и применение новых энергосберегающих технологий и оборудования на генерирующих источниках, в электрических сетях;

разработка технологий и оборудования для использования МТЭР;

создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения;

разработка и внедрение механизмов и технологий ограничения нагрузки энергоисточников на окружающую среду и климат путем снижения выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, а также эмиссии парниковых газов;

разработка оптимальных способов регулирования нагрузки энергосистемы для обеспечения ее стабильной работы после ввода АЭС;

создание интегрированного информационно-управляющего комплекса оперативного диспетчерского управления в режиме реального времени;

разработка экономико-математических моделей для прогнозирования оптимального развития и функционирования энергосистемы;

оптимизации схем теплоснабжения для конкретных районов и объектов;

разработка автоматизированных систем управления энергоисточниками;

разработка системы мер по снижению вероятности угроз энергетической безопасности и обеспечению работ энергосистемы в чрезвычайных ситуациях;

разработка автоматизированной системы подготовки и повышения квалификации персонала;

создание постоянно обновляемой информационной базы энергоэффективных технологий и оборудования.

ГЛАВА 12

ОБЪЕМЫ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Оценка объемов средств, необходимых на 2016–2020 годы на мероприятия по развитию энергосистемы (без учета финансирования АЭС), произведена на основании предварительных укрупненных расчетов. Прогнозируемая потребность в финансировании с учетом НДС составляет 5208,943 млн. рублей (2444,352 млн. долларов США), в том числе собственные средства – 2697,793 млн. рублей (1265,943 млн. долларов США), кредитные средства – 2103,118 млн. рублей (992,39 млн. долларов США), инвестиционный фонд Минэнерго – 211,96 млн. рублей (96,181 млн. долларов США), прочие источники финансирования – 196,07 млн. рублей (89,836 млн. долларов США) (таблицы 1–4)¹.

Финансирование в рамках внедрения результатов государственных научно-технических программ «Энергетика» планируется в размере 10,023 млн. рублей с НДС. Финансирование научного сопровождения Отраслевой программы не предусмотрено.

Требуемые инвестиции на реализацию мероприятий по режимной интеграции АЭС (установка электродвигателей на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», а также строительство пиково-резервных энергоисточников) за 2016–2020 годы составляют с НДС 705,11 млн. долларов США, без НДС – 587,59 млн. долларов США². Общая стоимость составит с НДС порядка 842 млн. долларов США.

¹ Объемы финансирования могут быть уточнены по результатам корректировки параметров социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2020 года.

² С учетом возврата кредита в 2016 году в рамках реализации мероприятия по установке электрических котлов на Гомельской ТЭЦ-2.

Направления и объемы финансирования Отраслевой программы без НДС, тыс. рублей

Наименование источников финансирования и объектов	Годы					
	2016–2020	2016	2017	2018	2019	2020
Финансирование мероприятий по развитию энергосистемы – всего	4 340 786,56	660 646,17	490 070,31	700 748,76	1 312 534,67	1 176 786,64
из них:						
генерация	670 503,26	239 544,93	130 874,39	88 763,70	137 283,50	74 036,74
электрические сети ¹ и подстанции	1 211 476,52	268 262,63	174 639,32	334 356,55	238 216,13	196 001,88
тепловые сети	232 391,44	38 175,83	45 557,78	59 677,33	52 091,33	36 889,17
АСУ и сети связи	88 079,94	7 883,50	8 943,48	12 778,71	40 946,50	17 527,75
прочие	628 231,12	82 365,98	117 272,68	161 131,27	182 004,83	85 456,36
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	1 420 690,46	5 327,34	6 652,71	23 613,88	624 113,45	760 983,07
модернизация АСКУЭ и приборов учета	21 208,50	2 385,00	3 131,25	5 100,25	4 950,33	5 641,67
научное сопровождение	–	–	–	–	–	–
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	8 352,92	172,96	659,78	3 066,85	4 453,33	–
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	59 852,40	16 528,00	2 338,93	12 260,22	28 475,25	250,00

¹ Без учета затрат на инфраструктуру к вновь строящемуся жилью.

Таблица 2

Направления и объемы финансирования Отраслевой программы без НДС, тыс. долларов США

Наименование источников финансирования и объектов	Годы					
	2016–2020	2016	2017	2018	2019	2020

Финансирование мероприятий по развитию энергосистемы – всего	2 036 960,15	332 233,43	253 685,84	346 271,07	592 299,04	512 470,77
из них:						
генерация	326 267,40	120 465,14	67 747,38	43 862,08	61 951,04	32 241,75
электрические сети ¹ и подстанции	583 383,60	134 907,03	90 402,38	165 220,41	107 498,26	85 355,52
тепловые сети	111 842,13	19 198,31	23 583,07	29 489,22	23 506,92	16 064,61
АСУ и сети связи	41 019,39	3 964,55	4 629,61	6 314,53	18 477,66	7 633,04
прочие	301 096,65	41 421,16	60 706,43	79 622,11	82 132,15	37 214,81
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	630 826,50	2 679,08	3 443,79	11 668,67	281 639,64	331 395,32
модернизация АСКУЭ и приборов учета	10 031,31	1 199,40	1 620,90	2 520,26	2 233,90	2 456,85
научное сопровождение	–	–	–	–	–	–
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	3 953,61	86,98	341,53	1 515,47	2 009,63	–
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	28 539,58	8 311,79	1 210,75	6 058,32	12 849,84	108,87

¹ Без учета затрат на инфраструктуру к вновь строящемуся жилью.

Таблица 3

Объемы и источники финансирования Отраслевой программы с НДС, тыс. рублей

Наименование источников финансирования и объектов	Годы					
	2016–2020	2016	2017	2018	2019	2020
Собственные средства организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»	2 697 793,81	302 114,52	360 046,81	495 939,33	764 091,50	775 601,66
из них:						
генерация	242 885,04	90 195,34	37 623,00	47 728,21	38 823,30	28 515,19
электрические сети ¹ и подстанции	608 720,10	67 558,94	106 394,68	147 623,64	144 898,10	142 244,74
тепловые сети	239 846,62	26 888,30	54 669,33	61 512,38	52 509,60	44 267,00

АСУ и сети связи	105 695,93	9 460,20	10 732,18	15 334,45	49 135,80	21 033,30
прочие	739 090,55	98 839,18	140 727,21	193 217,13	206 982,10	99 324,93
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	696 889,33	5 820,91	4 983,25	18 055,76	234 882,90	433 146,50
модернизация АСКУЭ и приборов учета	25 450,20	2 862,00	3 757,50	6 120,30	5 940,40	6 770,00
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	8 601,17	207,55	593,73	3 233,89	4 566,00	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	30 614,88	282,10	565,92	3 113,57	26 353,30	300,00
Кредиты	2 103 118,93	470 905,74	224 249,47	312 158,85	509 262,56	586 542,31
из них:						
генерация	554 950,97	197 258,57	119 426,27	58 788,23	119 149,00	60 328,90
электрические сети и подстанции	817 084,52	238 763,72	102 582,40	241 819,62	140 961,26	92 957,52
тепловые сети	14 760,05	14 760,05	—	—	—	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	12 722,70	—	—	—	9 500,00	3 222,70
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	662 440,39	571,90	—	—	231 835,30	430 033,19
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	—	—	—	—	—	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	41 160,30	19 551,50	2 240,80	11 551,00	7 817,00	—
Инвестиционный фонд Минэнерго	211 960,89	4 955,35	3 788,10	18 969,74	134 247,70	50 000,00
из них:						
генерация	—	—	—	—	—	—

электрические сети и подстанции	3 805,80	792,70	590,10	2 423,00	—	—
тепловые сети	24 263,06	4 162,65	—	10 100,41	10 000,00	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	—	—	—	—	—	—
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	182 469,70	—	3 000,00	6 000,00	123 469,70	50 000,00
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	1 422,33	—	198,00	446,33	778,00	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	—	—	—	—	—	—
Прочие источники	196 070,24	14 799,80	—	13 830,60	167 439,84	—
из них:						
генерация	6 767,90	—	—	—	6 767,90	—
электрические сети и подстанции	24 161,40	14 799,80	—	9 361,60	—	—
тепловые сети	—	—	—	—	—	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	2 064,10	—	—	140,40	1 923,70	—
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	163 029,14	—	—	4 280,90	158 748,24	—
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	—	—	—	—	—	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	47,70	—	—	47,70	—	—
ИТОГО С НДС	5 208 943,87	792 775,41	588 084,38	840 898,52	1 575 041,60	1 412 143,97

БЕЗ НДС

4 340 786,56 660 646,17 490 070,31 700 748,76 1 312 534,67 1 176 786,64

¹ Без учета затрат на инфраструктуру к вновь строящемуся жилью.

Таблица 4

Объемы и источники финансирования Отраслевой программы с НДС, тыс. долларов США

Наименование источников финансирования и объектов	Годы					
	2016–2020	2016	2017	2018	2019	2020
Собственные средства организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»	1 265 943,52	151 930,86	186 378,92	245 065,64	344 806,63	337 761,47
из них:						
генерация	118 356,15	45 358,48	19 475,62	23 584,63	17 519,54	12 417,89
электрические сети ¹ и подстанции	289 330,05	33 974,82	55 075,41	72 947,40	65 387,23	61 945,19
тепловые сети	115 190,79	13 521,90	28 299,69	30 396,00	23 695,67	19 277,53
АСУ и сети связи	49 223,26	4 757,46	5 555,53	7 577,43	22 173,19	9 159,65
прочие	354 688,08	49 705,39	72 847,71	95 477,16	93 403,47	43 254,34
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	309 051,13	2 927,29	2 579,59	8 922,15	105 994,09	188 628,01
модернизация АСКУЭ и приборов учета	12 037,57	1 439,28	1 945,08	3 024,31	2 680,69	2 948,22
научное сопровождение	–	–	–	–	–	–
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	4 070,20	104,38	307,35	1 598,01	2 060,47	–
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	13 996,29	141,87	292,95	1 538,55	11 892,28	130,64
Кредиты	992 390,20	236 814,55	116 083,17	154 251,54	229 811,62	255 429,30
из них:						
генерация	270 110,62	99 199,68	61 821,24	29 049,87	53 767,60	26 272,22
электрические сети и подстанции	396 760,17	120 072,28	53 101,98	119 493,81	63 610,68	40 481,44

тепловые сети	7 422,71	7 422,71	—	—	—	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	5 690,44	—	—	—	4 287,00	1 403,43
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	292 178,64	287,60	—	—	104 618,82	187 272,22
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	—	—	—	—	—	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	20 227,63	9 832,29	1 159,95	5 707,86	3 527,53	—
Инвестиционный фонд Минэнерго	96 181,96	2 492,00	1 960,92	9 373,79	60 581,09	21 774,16
из них:						
генерация	—	—	—	—	—	—
электрические сети и подстанции	1 901,42	398,64	305,47	1 197,31	—	—
тепловые сети	11 597,06	2 093,36	—	4 991,06	4 512,64	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	—	—	—	—	—	—
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	82 009,35	—	1 552,96	2 964,87	55 717,37	21 774,16
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	674,13	—	102,50	220,55	351,08	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	—	—	—	—	—	—
Прочие источники	89 836,50	7 442,70	—	6 834,31	75 559,49	—
из них:						

генерация	3 054,11	—	—	—	3 054,11	—
электрические сети и подстанции	12 068,68	7 442,70	—	4 625,98	—	—
тепловые сети	—	—	—	—	—	—
АСУ и сети связи	—	—	—	—	—	—
прочие	937,47	—	—	69,38	868,10	—
мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы	73 752,67	—	—	2 115,38	71 637,29	—
модернизация АСКУЭ и приборов учета	—	—	—	—	—	—
научное сопровождение	—	—	—	—	—	—
внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика»	—	—	—	—	—	—
объекты, планируемые к реализации по указам Президента Республики Беларусь	23,57	—	—	23,57	—	—
ИТОГО С НДС	2 444 352,19	398 680,11	304 423,01	415 525,28	710 758,84	614 964,93
БЕЗ НДС	2 036 960,15	332 233,43	253 685,84	346 271,07	592 299,04	512 470,77

¹ Без учета затрат на инфраструктуру к вновь строящемуся жилью.

ГЛАВА 13 МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ

Минэнерго обеспечивает методическое руководство, а также принятие соответствующих нормативных правовых актов, необходимых для реализации Отраслевой программы.

ГПО «Белэнерго»:

представляет предложения в Минэнерго на каждый год по объемам инвестиций и источникам финансирования в виде инвестиционных программ;

осуществляет мониторинг выполнения Отраслевой программы;

контролирует целевое использование финансовых средств.

Строительство АЭС осуществляется в соответствии с законодательством.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отраслевая программа является механизмом реализации положений Концепции энергетической безопасности, комплексного плана, других стратегических документов.

Реализация мероприятий данной программы нацелена на достижение индикаторов энергетической безопасности за счет:

развития и модернизации генерирующих источников организаций Минэнерго. Суммарная установленная мощность объектов ГПО «Белэнерго» к 2021 году составит порядка 9025,4 МВт;

вывода из эксплуатации устаревших мощностей на объектах ГПО «Белэнерго» в объеме 172,0 МВт и замещение выбывающих – 119,2 МВт;

обеспечения горячего, холодного и ремонтного резервов за счет сохранения и использования отработавших нормативные сроки блоков на Лукомльской ГРЭС и других ТЭС;

прироста развития генерирующих источников на базе использования ВИЭ на объектах ГПО «Белэнерго» – 32,9 МВт;

сооружения новых ЛЭП 330 кВ для выдачи мощности от АЭС до ПС: «Молодечно», «Столбцы», «Россь», «Поставы», «Минск Северная», «Сморгонь»;

строительства и реконструкции ЛЭП 330 кВ по следующим направлениям: «Поставы – Игналинская АЭС», «Сморгонь – Лида», «Полоцк – Поставы», «Молодечно – Минская ТЭЦ-4», «Поставы – Минск-Восточная», «Гродно – Лида»;

строительства ПС 330 кВ «Поставы», «Металлургическая»;

реконструкции ПС 330 кВ: «Сморгонь», «Гродно-Южная», «Мирадино», «Россь», «Могилев», «Минск Северная», «Барановичи», реконструкция ПС 750 кВ «Белорусская», реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы – Барановичи»;

перевода сети напряжением 220 кВ на 330 и 110 кВ и ЛЭП 35 кВ на 110 и 10 кВ;

ежегодного строительства и реконструкции электрических сетей 0,4–10 кВ протяженностью порядка 1500 км (подлежит ежегодному уточнению);

ежегодной замены трубопроводов магистральных тепловых сетей протяженностью 80–100 км (в однострубом исчислении);

обеспечения оптимального сочетания централизованного и децентрализованного теплоснабжения;

создания оптимальных условий для эффективной интеграции АЭС в баланс энергосистемы путем использования электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы в системах теплоснабжения на базе электродкотлов, устанавливаемых на ТЭС и котельных;

развития действующих и создания новых технических и программно-технических комплексов для оперативного управления энергосистемой, включающих: АСКУЭ промышленных потребителей и других юридических лиц, межгосударственные перетоки энергии, автоматику отключения потребителей для мгновенного восстановления баланса мощности энергосистемы, комплекс технических средств и программное обеспечение для систем автоматического регулирования частоты и мощности, противоаварийную автоматику, интегрированную автоматизированную систему управления от диспетчера сети до технологических процессов на электростанциях и в сетях;

развития и дальнейшего внедрения «умных сетей» электроснабжения (Smart Grid) на основе использования информационных и коммуникационных сетей и технологий для сбора информации;

разработки и внедрения автоматизированных и автоматических систем контроля и учета выбросов вредных веществ с параллельным регулированием технологических процессов, обеспечивающих требуемые нормативы предельно допустимой концентрации и предельно допустимых выбросов;

снижения выбросов вредных веществ и парниковых газов за счет вытеснения органического топлива ядерным и ВИЭ, а также повышения эффективности топливоиспользования на генерирующих источниках;

дальнейшего поэтапного сокращения перекрестного субсидирования в тарифах с учетом планируемого роста реальных доходов населения;

расширение методов и способов тарифного регулирования, применяемых в разрезе видов деятельности (производство, передача, распределение и продажа);

совершенствования тарифной политики, направленного на расширение перечня категорий потребителей, осуществляющих расчеты по тарифам, дифференцированным по временным периодам, с целью создания экономической заинтересованности использования электрической энергии;

совершенствования системы управления энергосистемой путем выделения конкурентных и монопольных видов деятельности;

формирования рынка электрической энергии, состоящего из оптового и розничного сегментов;

выполнения принятых Республикой Беларусь обязательств в части формирования ОЭР ЕАЭС;

разработки Закона «Об электроэнергетике» и подзаконных актов, регулирующих отношения в электроэнергетике, нормативных правовых актов, определяющих механизмы государственного регулирования развития локальных источников, нормативных правовых актов, определяющих требования к безопасному развитию ядерной энергетики, обращению с радиоактивными отходами, физической защите ядерно-опасных объектов, интеграции АЭС в баланс энергосистемы;

развития научно-исследовательских и конструкторских работ, включающих: разработку новых энергоэффективных технологий и оборудования для генерирующих источников, электрических и тепловых сетей, высокоинтегрированных интеллектуальных электрических сетей нового поколения, механизмов и технологии ограничения нагрузки энергоисточников на окружающую среду и климат, интегрированных информационно-управляющих комплексов, схем теплоснабжения на основании оптимального сочетания централизованных и децентрализованных источников;

выделение целевого финансирования на внедрение результатов государственных научно-технических программ «Энергетика» в объеме 10,023 млн. рублей с НДС.

к Отраслевой программе
развития электроэнергетики
на 2016–2020 годы
(в редакции постановления
Министерства энергетики
Республики Беларусь
04.09.2019 № 31)

Прогнозные показатели развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы

(МВт)

Наименование энергоисточников	Мощ- ность на конец 2015 года ¹	2016 год		Мощ- ность на конец 2016 года	2017 год		Мощ- ность на конец 2017 года	2018 год		Мощ- ность на конец 2018 года	2019 год		Мощ- ность на конец 2019 года
		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	
ГПО «Белэнерго» и государственное предприятие «Белорусская АЭС» – всего	8 979,8	6,0	46,8	9 020,6	4,6	93,0	9 109,0	170,6	0,0	8 938,4	110,0	1 282,0	10 110,4
в том числе: Белорусская АЭС				0,0			0,0			0,0	0,0	1 200,0	1 200,0
ГРЭС – всего	4 864,2	0,0	0,0	4 864,2	0,0	0,0	4 864,2	160,0	0,0	4 704,2	0,0	0,0	4 704,2
из них: Лукомльская ГРЭС	2 889,5			2 889,5			2 889,5			2 889,5			2 889,5
Березовская ГРЭС	1 255,1			1 255,1			1 255,1	160,0		1 095,1			1 095,1
ТЭЦ-5	719,6			719,6			719,6			719,6			719,6
крупные ТЭЦ – всего	3 843,4	0,0	12,8	3 856,2	0,0	0,0	3 856,2	0,0	0,0	3 856,2	110,0	70,0	3 816,2
из них: Минская ТЭЦ-4	1 035,0			1 035,0			1 035,0			1 035,0			1 035,0
Минская ТЭЦ-3	442,0			442,0			442,0			442,0			442,0
Минская ТЭЦ-2	94,0			94,0			94,0			94,0			94,0
Новополоцкая ТЭЦ	270,0			270,0			270,0			270,0			270,0
Могилевская ТЭЦ-2	347,3			347,3			347,3			347,3	50,0		297,3
Гродненская ТЭЦ-2	302,5			302,5			302,5			302,5	60,0	70,0	312,5
Бобруйская ТЭЦ-2	182,6			182,6			182,6			182,6			182,6
Мозырская ТЭЦ	205,0			205,0			205,0			205,0			205,0
Гомельская ТЭЦ-2	544,0			544,0			544,0			544,0			544,0
Светлогорская ТЭЦ	155,0			155,0			155,0			155,0			155,0
Витебская ТЭЦ	80,0			80,0			80,0			80,0			80,0
Жодинская ТЭЦ	54,0			54,0			54,0			54,0			54,0
Оршанская ТЭЦ	67,0		12,8	79,8			79,8			79,8			79,8
Борисовская ТЭЦ	65,0			65,0			65,0			65,0			65,0

ТЭЦ мощностью менее 50 МВт – всего	201,1	6,0	26,5	221,6	4,6	31,3	248,3	10,6	0,0	237,7	0,0	12,0	249,7
из них:													
Белорусская ГРЭС	7,5	6,0		1,5			1,5			1,5			1,5
Полоцкая ТЭЦ	7,7			7,7			7,7			7,7			7,7
Гомельская ТЭЦ-1	6,0			6,0		31,3	37,3			37,3			37,3
Лидская ТЭЦ	43,0			43,0			43,0			43,0			43,0
Брестская ТЭЦ	18,0			18,0			18,0	6,0		12,0			12,0
Барановичская ТЭЦ	18,0			18,0			18,0			18,0			18,0
Пинская ТЭЦ	22,0			22,0			22,0			22,0			22,0
Жлобинская ТЭЦ	26,2			26,2			26,2			26,2			26,2
Могилевская ТЭЦ-1	21,2		26,5	47,7	4,6		43,1	4,6		38,5		12,0	50,5
Бобруйская ТЭЦ-1	12,0			12,0			12,0			12,0			12,0
Могилевская ТЭЦ-3	19,5			19,5			19,5			19,5			19,5
реконструкция районных котельных ГПО «Белэнерго» – всего	22,8	0,0	0,0	22,8	0,0	0,0	22,8	0,0	0,0	22,8	0,0	0,0	22,8
из них:													
Восточная мини-ТЭЦ г. Витебск	3,5			3,5			3,5			3,5			3,5
Северная мини-ТЭЦ, г. Гродно	9,5			9,5			9,5			9,5			9,5
Западная мини-ТЭЦ, г. Пинск	3,0			3,0			3,0			3,0			3,0
Молодечненская мини-ТЭЦ	3,5			3,5			3,5			3,5			3,5
Слуцкая мини-ТЭЦ	0,8			0,8			0,8			0,8			0,8
Солигорская ТЭЦ	2,5			2,5			2,5			2,5			2,5
ТЭЦ на МВТ – всего	19,7	0,0	0,0	19,7	0,0	0,0	19,7	0,0	0,0	19,7	0,0	0,0	19,7
из них:													
Осиповичская мини-ТЭЦ	1,2			1,2			1,2			1,2			1,2
Вилейская мини-ТЭЦ	2,4			2,4			2,4			2,4			2,4
Речицкая мини-ТЭЦ	4,2			4,2			4,2			4,2			4,2
Мини-ТЭЦ «Барань»	3,3			3,3			3,3			3,3			3,3
Лунинецкая ТЭЦ	4,7			4,7			4,7			4,7			4,7
Пружанская ТЭЦ	3,9			3,9			3,9			3,9			3,9
ВИЭ ГПО «Белэнерго» – всего	28,6	0,0	7,5	36,1	0,0	61,7	97,8	0,0	0,0	97,8	0,0	0,0	97,8
в том числе:													
Гродненская ГЭС	17,0			17,0			17,0			17,0			17,0
Полоцкая ГЭС	0,0			0,00		21,7	21,7			21,7			21,7
Витебская ГЭС	0,0			0,0		40,0	40,0			40,0			40,0

прочие ГЭС ГПО «Белэнерго»	9,6			9,6			9,6			9,6			9,6
Новогрудская ВЭС	1,5		7,5	9,0			9,0			9,0			9,0
Лебедевская мини-ТЭЦ	0,5			0,5			0,5			0,5			0,5
локальные источники с учетом ВИЭ – всего	761,4	0,0	65,70	827,1	0,0	207,30	1 034,4	0,0	95,90	1 130,3	0,0	199,43	1 329,63
в том числе: ВИЭ	92,4	0,0	58,9	151,3	0,0	114,7	266,0	0,0	27,2	293,2	0,0	187,6	480,8
Итого	9 741,2	6,0	112,5	9 847,7	4,6	300,3	10 143,4	170,6	95,9	10 068,7	110,0	1 481,4	11 440,1

¹ Данные установленной мощности на конец 2015 года приведены в соответствии с формой ведомственной отчетности 6-ти «Отчет о работе тепловой электростанции», утвержденной приказом Минэнерго 25.11.2015 № 286.

Приложение 2
к Отраслевой программе
развития электроэнергетики
на 2016–2020 годы
(в редакции постановления
Министерства энергетики
Республики Беларусь
04.09.2019 № 31)

ПЕРЕЧЕНЬ основных инвестиционных проектов Отраслевой программы

№ п/п	Наименование проекта	Ориентировочные затраты, млн. долл. США с НДС ¹	Сроки реализации, годы
<u>Генерирующие источники</u>			
1.	<u>Строительство и ввод в эксплуатацию АЭС</u> (Указ Президента Республики Беларусь от 2 ноября 2013 г. № 499 «О сооружении Белорусской атомной электростанции»)		2013–2020
2.	<u>Витебская ГЭС</u> завершение строительства	66,71	2010–2017
3.	Гомельская ТЭЦ-1 реконструкция с созданием блока ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины	38,62	2016–2017
4.	<u>Гродненская ТЭЦ-2</u> реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора	26,40	2015–2019

5. <u>Минская ТЭЦ-3</u> реконструкция очереди 14 МПа. 1-я очередь	118,53	2017–2020
6. <u>Могилевская ТЭЦ-1</u> реконструкция турбин ст. № 3 и ст. № 4 с применением современных парогазовых технологий по ул. Челюскинцев, 105а. 1-я очередь строительства (установка ГТУ 25 МВт)	13,20	2014–2016
7. <u>Полоцкая ГЭС</u> завершение строительства	36,14	2009–2017
8. <u>Могилевская ТЭЦ-2</u> реконструкция турбины ст. № 3	19,44	2017–2021
9. <u>Строительство дополнительных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ):</u> ПС 330 кВ Россь (180 МВар), ПС 330 кВ Лида (2х30 МВар), ПС 330 кВ Сморгонь (30 МВар). ПС 330 кВ Столбцы (2х20 МВар), ПС 330 кВ Мозырь (2х20 МВар), ПС 330 кВ Калийная (30 МВар)	13,72	2017–2022

Мероприятия для выдачи мощности от АЭС

1. Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой	237,32	2014–2018
--	--------	-----------

Электрические подстанции

1. Расширение ПС 330 кВ «Барановичи» Брестской области. 3-я очередь строительства	6,5	2018–2022
2. Сооружение ПС 330 кВ «Металлургическая»	20,36	2016–2019
3. Реконструкция ПС 330 кВ «Минск Северная»	53,34	2015–2019
4. Реконструкция ПС 750 кВ «Белорусская»	50,29	2017–2020
5. Реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ	31,77	2017–2021
6. Реконструкция ПС «Могилев-330»	31,91	2018–2021

Мероприятия по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы

1. Минская ТЭЦ-4. Установка электродвигателей суммарной мощностью 160 МВт	15,9	2015–2020
2. Минская ТЭЦ-3. Установка электродвигателей суммарной мощностью 100 МВт	7,4	2016–2020
3. Гродненская ТЭЦ-2. Установка электродвигателей суммарной мощностью 60 МВт	6,5	2016–2020
4. Реконструкция системы теплоснабжения Лукомльской ГРЭС (установка электродвигателей суммарной мощностью 80 МВт)	31,1	2016–2020
5. Гомельская ТЭЦ-2. Установка электрических котлов	1,9	2012–2016
6. Могилевская ТЭЦ-2. Установка электродвигателей суммарной мощностью 40 МВт	4,8	2016–2020
7. Минская ТЭЦ-2. Установка электродвигателей суммарной мощностью 40 МВт	13,5	2016–2020
8. Бобруйская ТЭЦ-2. Установка электродвигателей суммарной мощностью 30 МВт	4,3	2016–2020

9. Березовская ГРЭС. Установка электродвигателя мощностью 30 МВт и паровых газомасляных котлов	11,2	2016–2020
10. «Западная» мини-ТЭЦ (г. Пинск). Установка электродвигателя мощностью 40 МВт	13,2	2016–2020
11. Восточная РК-2 (г. Брест). Установка электродвигателя мощностью 30 МВт	9,7	2016–2020
12. Южная РК (г. Брест). Установка электродвигателя мощностью 40 МВт	9,2	2016–2020
13. РК «Черниговская» (г. Гомель). Установка электродвигателей суммарной мощностью 16 МВт	2,8	2016–2020
14. РК «Рогачевская». Установка электродвигателей суммарной мощностью 40 МВт	8,5	2017–2020
15. «Северная» мини-ТЭЦ (г. Гродно). Установка электродвигателя мощностью 30 МВт	7,6	2016–2020
16. «Молодечненская» мини-ТЭЦ. Установка электродвигателя мощностью 40 МВт	12,8	2016–2020
17. «Солигорская» мини-ТЭЦ. Установка электродвигателей суммарной мощностью 20 МВт	6,4	2016–2020
18. РК «Северная» (г. Витебск). Установка электродвигателей суммарной мощностью 20 МВт	6,8	2016–2020
19. Строительство комбинированной котельной для централизованного теплоснабжения в г. Костюковичи (установка электродвигателя суммарной мощностью 10 МВт)	10,6	2016–2019
20. Лидская ТЭЦ. Установка электродвигателя мощностью 10 МВт	5,9	2017–2020
21. Строительство пиково-резервного энергоисточника на Лукомльской ГРЭС мощностью 150 МВт	78,5	2016–2021
22. Строительство пиково-резервного энергоисточника на Новополоцкой ТЭЦ мощностью 100 МВт	71,4	2016–2021
23. Строительство пиково-резервного энергоисточника на Березовской ГРЭС мощностью 250 МВт	147,8	2016–2021
24. Строительство пиково-резервного энергоисточника на ТЭЦ-5 мощностью 300 МВт	217,4	2016–2021

¹ Финансирование необходимое в период с 2016 по 2020 годы.

Приложение 3
к Отраслевой программе
развития электроэнергетики
на 2016–2020 годы
(в редакции постановления
Министерства энергетики
Республики Беларусь
04.09.2019 № 31)

План основных мероприятий по реализации Отраслевой программы

Наименование мероприятий	Сроки реализации, годы	Ответственные исполнители
Развитие генерирующих источников, электрических и тепловых сетей		
1. Строительство и ввод в эксплуатацию АЭС	2013–2020	РУП «Белорусская атомная электростанция»
2. Модернизация действующих и строительство новых электрогенерирующих источников ГПО «Белэнерго» суммарной мощностью 336,8 МВт	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
3. Вывод из эксплуатации устаревших мощностей в объеме 166,0 МВт и замещение выбывающих – 119,2 МВт	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
4. Строительство электрических сетей 0,4–10 кВ порядка 1500 км (подлежит ежегодному уточнению)	ежегодно	ГПО «Белэнерго»
5. Реализация мероприятий по выдаче мощности от АЭС	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
6. Реконструкция подстанций	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
7. Замена трубопроводов магистральных тепловых сетей порядка 80–100 км (в однострубно́м исчислении)	ежегодно	ГПО «Белэнерго»
8. Установка электродвигателей на тепловых электрических станциях, мини-ТЭЦ и котельных организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
9. Развитие действующих и создание новых программно-технических комплексов для оптимального управления технологическими процессами во всех звеньях энергетического процесса и режимами работы энергосистемы	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
10. Развитие и дальнейшее внедрение «умных» сетей (Smart Grid)	2016–2020	ГПО «Белэнерго»
11. Совершенствование нормативной правовой базы в целях выполнения задач Отраслевой программы	2016–2020	Минэнерго, ГПО «Белэнерго»

Приложение 4
к Отраслевой программе
развития электроэнергетики
на 2016–2020 годы
(в редакции постановления
Министерства энергетики
Республики Беларусь
04.09.2019 № 31)

Прогнозируемые значения основных показателей баланса электрической и тепловой энергии на период до 2020 года

Наименование показателя	Значение показателя по годам					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020

Производство электрической энергии, млрд. кВт·ч – всего	34,08	33,32	34,34	38,78	38,88	40,09
в том числе:						
тепловые электростанции	33,81	32,96	33,57	38,03	37,90	26,76
возобновляемые источники энергии	0,27	0,36	0,77	0,75	0,98	1,11
атомная электростанция	–	–	–	–	–	12,22
Импорт электрической энергии, млрд. кВт·ч	2,82	3,18	2,73	0,05	–	–
Экспорт электрической энергии, млрд. кВт·ч	0,19	0,16	0,15	1,04	–	–
Потребление электрической энергии, млрд. кВт·ч	36,71	36,34	36,92	37,79	38,88	40,09
Отпуск тепловой энергии ГПО «Белэнерго», млн. Гкал	32,84	34,38	34,69	35,40	33,57	34,13