

УКАЗ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

15 ноября 2007 г. № 575

Об утверждении Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года

Фактически утратил силу (по итогам инвентаризации, проведенной 14 сентября 2022 г.)

Изменения и дополнения:

Указ Президента Республики Беларусь от 29 июня 2009 г. № 353 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2009 г., № 159, 1/10832) <P30900353>

В целях создания условий для повышения энергетической безопасности Республики Беларусь постановляю:

1. Утвердить прилагаемую Государственную комплексную программу модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года (далее – Государственная программа).

Совету Министров Республики Беларусь довести Государственную программу до заинтересованных.

2. Заказчиками Государственной программы определить Министерство энергетики, Министерство жилищно-коммунального хозяйства, Министерство промышленности, Министерство сельского хозяйства и продовольствия, Министерство архитектуры и строительства, Министерство лесного хозяйства, Министерство здравоохранения, Министерство обороны, Министерство образования, Министерство связи и информатизации, Министерство транспорта и коммуникаций, Государственный комитет по стандартизации, Белорусский государственный концерн по нефти и химии, Белорусский государственный концерн по производству и реализации фармацевтической и микробиологической продукции, Белорусский государственный концерн по производству и реализации товаров легкой промышленности, Белорусский производственно-торговый концерн лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, Национальную академию наук Беларуси, облисполкомы и Минский горисполком.

3. Установить, что Министерство энергетики:

координирует деятельность по выполнению Государственной программы, в том числе взаимодействие с заказчиками, определенными в пункте 2 настоящего Указа, при реализации предусмотренных в ней заданий;

совместно с Национальной академией наук Беларуси осуществляет научное сопровождение Государственной программы;

с участием заинтересованных республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов и Минского горисполкома ежегодно до 10 февраля, начиная с 2008 года, представляет в Совет Министров Республики Беларусь отчет о ходе выполнения Государственной программы за прошедший год.



4. Персональную ответственность за выполнение Государственной программы возложить на руководителей республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов и Минского горисполкома.

5. Совету Министров Республики Беларусь ежегодно до 1 марта: начиная с 2008 года, утверждать мероприятия по реализации Государственной программы;

начиная с 2009 года, представлять Президенту Республики Беларусь отчет о ходе выполнения Государственной программы.

6. Признать утратившим силу Указ Президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399 «Об утверждении Концепции энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2005 г., № 137, 1/6735).

7. Контроль за выполнением данного Указа возложить на Совет Министров Республики Беларусь и Комитет государственного контроля.

8. Настоящий Указ вступает в силу со дня его подписания.

Президент Республики Беларусь

А.Лукашенко

УТВЕРЖДЕНО

Указ Президента
Республики Беларусь
15.11.2007 № 575

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА

модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года

ГЛАВА 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Интенсивное развитие отраслей топливно-энергетического комплекса в республике в 60–70-х годах XX века (электростанций, электрических и тепловых сетей, газо- и нефтепроводов) способствовало созданию мощной энергетической базы для развития и функционирования всех отраслей экономики, и особенно химической и нефтехимической промышленности, строительных материалов, машиностроения и других. В дальнейшем темпы обновления основных фондов в энергетике были ниже темпов старения ранее созданных мощностей и в результате на 1 января 2006 г. уровень износа достиг 60 процентов, а средневзвешенный срок службы генерирующих источников составил 30 лет при нормативном – 27 лет. На пределе физического состояния оказались более 30 процентов электрических и тепловых сетей.

Прирост производства валового внутреннего продукта (далее – ВВП) с относительно высокой его энергоемкостью, а также уменьшение добычи и использования местных энергоресурсов все в большей степени способствовали возрастанию зависимости республики от одного поставщика – России, поставившей в 2005 году 83 процента котельно-печного топлива, доля природного газа в котором составила 79,9 процента. Сложившееся положение ни в какой мере не соответствует основным индикаторам энергетической безопасности любого государства, в том числе Республики Беларусь, а непринятие срочных мер по изменению динамики старения основных фондов может

привести к значительному народнохозяйственному ущербу из-за перерывов в энергоснабжении отраслей экономики и населения.

Вопросы энергетической безопасности имеют первостепенное значение. Например, в случае ограничения поставок одной тонны условного топлива (далее – т.у.т.) народнохозяйственный ущерб от недопроизводства ВВП по уровню 2006 года составляет 949 долларов США, то есть наносимый ущерб превышает стоимость недопоставленных энергоносителей. Названное обстоятельство следует принимать во внимание как основное условие для определения необходимости и очередности замещения выбывающих, модернизации действующих и создания новых энергетических мощностей на всех стадиях производства, транспорта и потребления энергоносителей. Учитывая высокую капиталоемкость и относительно длительный период создания новых мощностей, большой срок окупаемости проектов, особую социальную значимость энергоносителей в обществе для обеспечения комфортных условий и материального благосостояния населения, требуется заблаговременно планировать пропорциональное и взаимоувязанное развитие всех звеньев этого процесса.

Новые экономические условия, вызванные ростом цен на энергоносители, более высокие темпы роста потребления электроэнергии по сравнению с запланированными потребовали корректировки Концепции энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах, утвержденных Указом Президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2005 г., № 137, 1/6735), без ухудшения запланированных в ней конечных результатов (показателей).

Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года (далее – Государственная программа) разработана с учетом Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433, Концепции национальной безопасности Республики Беларусь, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 17 июля 2001 г. № 390 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2001 г., № 69, 1/2852), Директивы Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2007 г., № 146, 1/8668).

В Государственной программе уделено особое внимание решению задач энергоэффективности производства и использования энергии, диверсификации видов и поставщиков топливно-энергетических ресурсов, повышения увеличения использования собственных энергоресурсов.

Основной целью Государственной программы является определение конкретных мероприятий, сроков их реализации и требуемых инвестиций, позволяющих обеспечить энергетическую безопасность Республики Беларусь, положительную динамику обновления основных фондов, надежное и эффективное энергоснабжение отраслей экономики и населения энергоносителями при соблюдении экологических требований.

Достижение поставленной цели должно базироваться на реализации комплекса мероприятий, включающих:

централизованное управление всеми стадиями процесса производства, транспортировки и потребления энергоносителей;

формирование и регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, цен на топливо;

сбалансированную модернизацию и развитие генерирующих источников, электрических и тепловых сетей Белорусской энергетической системы (далее – Белорусская энергосистема);

изменение динамики износа основных фондов Белорусской энергосистемы на первом этапе в сторону стабилизации достигнутого уровня, а на втором – постоянного их обновления;

организационно-экономический механизм, стимулирующий максимальное внедрение энергоэффективных технологий и оборудования во всех отраслях экономики и социальной сфере;

снижение затрат на производство (добычу, заготовку), транспортировку и потребление всех видов топлива, тепловой и электрической энергии;

разработку и жесткий контроль реализации отраслевых и региональных программ энергосбережения;

постепенную диверсификацию топливно-энергетических ресурсов и их поставщиков в республику;

максимальное вовлечение в топливный баланс экономически оправданных объемов местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

В качестве координатора Государственной программы определено Министерство энергетики, основные организации – исполнители ее мероприятий – государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (ГПО «Белэнерго»), Белорусский государственный концерн по нефти и химии (концерн «Белнефтехим»), государственное производственное объединение по газификации и топливу «Белтопгаз» (ГПО «Белтопгаз»), Министерство промышленности, Министерство архитектуры и строительства, а также другие республиканские органы государственного управления и иные государственные организации, подчиненные Правительству Республики Беларусь, которым определены задания по энергосбережению, вводу генерирующих мощностей, использованию местных топливно-энергетических ресурсов. Методологическое руководство и контроль выполнения мероприятий и заданий Государственной программы по энергосбережению и увеличению использования местных топливно-энергетических ресурсов обеспечивает Государственный комитет по стандартизации.

Срок реализации Государственной программы – 2006–2010 годы. Он определяется и обосновывается сроками ввода и освоения конкретных объектов и наличием объективной исходной информации о ценах на энергоносители и основное оборудование.

Мероприятия по областям и отдельным объектам Белорусской энергосистемы, а также объемы и источники их финансирования отражены в плане строительства и модернизации основных фондов ГПО «Белэнерго» на 2006–2010 годы согласно приложению.

Реализация Государственной программы позволит:

в сфере энергетики повысить:

уровень обеспечения энергетической безопасности Республики Беларусь за счет обновления основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и увеличения использования местных, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;

надежность работы Белорусской энергосистемы в целом за счет обновления основных фондов;

в социальной сфере увеличить:

количество рабочих мест на вновь создаваемых объектах, всех стадиях добычи, производства, транспортировки и использования местных топливно-энергетических ресурсов и альтернативных источников энергии;

налоговые отчисления в республиканский и местные бюджеты;

в производственной сфере:

увеличить объем производства и потребления местных видов топливно-энергетических ресурсов в 2010 году до уровня 6,48 млн. т.у.т.,

в том числе:

дров и отходов лесозаготовок	2,1–2,24
торфа и лигнина	1,18
прочих видов топлива	0,69
из них:	
отходов деревообработки	0,37
ГЭС	0,02
тепловых вторичных энергоресурсов	1
коммунально-бытовых отходов и ветроустановок	0,01
попутного газа и продуктов переработки из собственной нефти	1,36

увеличить спрос на оборудование и технологии для использования местных видов топлива;

снизить износ основных производственных фондов в целом по энергосистеме с 60,7 до 48 процентов (на 12,7 процентного пункта по сравнению с уровнем их износа на 1 января 2005 г.);

снизить энергоемкость ВВП на 31 процент к уровню 2005 года.

Основные конечные результаты реализации Государственной программы:

	Капитальные вложения, млн. долларов США	Ожидаемый экономический эффект, тыс. т.у.т.	Результат
Модернизация основных производственных фондов Белорусской энергосистемы	3102	1150	снижение износа не менее чем на 12,7 процентного пункта
Энергосбережение	5200–5850*	6400*	снижение энергоемкости ВВП к 2010 году по отношению к 2005 году на 31 процент
Местные виды ТЭР	1005,6*	6480**	замещение импортного топлива для производства тепловой и электрической энергии на 20,5 процента
Итого	9307,6–9957,6		

*Без учета объектов ГПО «Белэнерго».

**Приведен суммарный объем потребления местных топливно-энергетических ресурсов в 2010 году.

В качестве прогнозируемых результатов в 2010 году предусматривается:
снижение энергоемкости ВВП не менее 31 процента к уровню 2005 года;
получение суммарной экономии топлива по энергосистеме в 2006–2010 годах не
менее 1150 тыс. т.у.т.;

обновление основных фондов в целом по энергосистеме не менее 14,9 процентного
пункта;

увеличение использования местных, нетрадиционных и возобновляемых источников
энергии до 20,5 процента от общей потребности в котельно-печном топливе республики.

Общий предполагаемый объем финансовых ресурсов на реализацию всех
мероприятий Государственной программы составит 9307,6–9957,6 млн. долларов США, в
том числе 3102 – на модернизацию и развитие объектов Белорусской энергосистемы, 5200–

5850 – на энергосберегающие мероприятия в других отраслях экономики, 1005,6 млн. долларов США – на увеличение использования местных видов топливно-энергетических ресурсов без учета объектов ГПО «Белэнерго».

ГЛАВА 2

ПРОГНОЗ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Прогноз структуры потребления котельно-печного топлива в Республике Беларусь, разработанный на основании Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, представлен в таблице 1. В соответствии с названной Концепцией валовое потребление топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) составило в 2005 году 37,05 млн. т.у.т. при величине ВВП 65 трлн. рублей (в ценах 2005 года), а прогнозная потребность к 2010 году при максимальном росте ВВП и максимальном снижении энергоемкости определена в 39,9 млн. т.у.т. при ВВП 100 трлн. рублей. Это соответствует снижению энергоемкости ВВП в 2010 году к уровню 2005 года на 31 процент.

Возможный рост использования мазута, вырабатываемого на белорусских нефтеперерабатывающих заводах (далее – НПЗ), позволит вытеснить часть газового топлива и увеличить диверсифицированность энергобаланса по видам. Однако, поскольку большинство существующих энергоисточников могут использовать и газ и мазут, объем использования мазута в перспективе будет определяться экономической и экологической целесообразностью.

Наращивание в ближайшей перспективе объемов и глубины переработки нефти позволит получать в небольших количествах горючий вторичный энергоресурс – высококалорийный коксовый остаток.

В долгосрочной перспективе в топливном балансе предусмотрено использование угля для производства строительных материалов и энергетики, а также ядерного топлива путем строительства к 2020 году атомной электростанции мощностью 2000 МВт (два энергоблока единичной мощностью порядка 1000 МВт).

Таблица 1

Прогноз структуры потребления котельно-печного топлива в Республике Беларусь на период до 2011 года

(млн. т.у.т.)

Виды энергоресурсов	Факт, годы		Прогноз, годы			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Газ природный, включая попутный	23,41	23,9	24,2	24,6	25,2	25,2
В том числе:						
добыча попутного газа	0,3	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27
в качестве сырья и на транспорт	1,52	1,72	1,75	1,78	1,79	1,8
Газ сжиженный	0,35	0,36	0,32	0,31	0,31	0,39
Газ НПЗ	0,63	0,74	0,45	0,45	0,45	0,76
Топливо печное бытовое	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Мазут*	1,74	1,97	1,8	1,7	1,6	1,74
Уголь, включая кокс и коксовую мелочь	0,21	0,19	0,17	0,18	0,19	1,22
Прочие местные	2,51	2,72	3,16	3,47	3,8	4,31
В том числе:						

торф, лигнин	0,67	0,69	1,07	1,13	1,15	1,18
дрова	1,24	1,37	1,44	1,67	1,97	2,1–2,24
прочие виды	0,6	0,65	0,65	0,67	0,68	0,69
использование нефтяного кокса						0,2
Итого котельно-печное топливо	28,92	29,95	30,2	30,8	31,6	33,7
Сырье	1,72	1,9	1,9	1,9	1,9	2,1
Итого без сырья	27,2	28,1	28,3	28,9	29,7	31,6
Чистый импорт электроэнергии*	1,13	1,21	1,32	1,37	1,37	–
Всего с сырьем	30,05	31,2	31,5	32,2	33	33,7
Теплоэнергия, млн. Гкал	73,5	72,2	75,2	76,1	77	77,9
В том числе тепловые ВЭР	0,8	0,88	0,91	0,93	0,98	1
Электроэнергия, млрд. кВт·ч	35	36,4	37,3	38,1	39	39,9
Всего МВТ с учетом нефтяного кокса и тепловых ВЭР	4,56	4,78	5,25	5,58	5,96	6,48
Доля МВТ в потреблении КПП без сырья, процентов	16,8	17	18,6	19,3	20,1	20,5

*Определяется условиями экономической и экологической целесообразности.

ГЛАВА 3 МОДЕРНИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Состояние основных производственных фондов

Установленная мощность всех энергоисточников в республике в 2006 году составила 8065,2 МВт, в том числе тепловых электростанций ГПО «Белэнерго» на 1 января 2006 г. – 7718,51 МВт, протяженность электрических сетей – 238,8 тыс. км, тепловых – 5,1 тыс. км в однострубном исчислении.

В 2006 году общее потребление электроэнергии по республике составило 36,2 млрд. кВт·ч. Электростанциями республики было произведено 31,8 млрд. кВт·ч электроэнергии, из них ГПО «Белэнерго» 30,9 млрд. кВт·ч. Было импортировано 5,5 млрд. кВт·ч электроэнергии, ее экспорт составил 1,1 млрд. кВт·ч. Генерирующими источниками ГПО «Белэнерго» отпущено 36,4 млн. Гкал тепловой энергии, с учетом покупной тепловой энергии. Потери электроэнергии в сетях составили 11,25 процента, тепловой энергии 9,91 процента.

Общее потребление топлива по объектам ГПО «Белэнерго» в 2006 году составило 13 984,9 тыс. т.у.т., в том числе природного и попутного газа – 13 161,5 (94,1 процента), мазута – 799,9 (5,7 процента), прочего топлива – 23,5 тыс. т.у.т. (0,2 процента).

Достигнутая структура топливного баланса благоприятна для обеспечения высоких технико-экономических и экологических показателей производства тепловой и электрической энергии, однако не в полной мере обеспечивает уровень энергетической безопасности.

Электрическая сеть Белорусской энергосистемы включает в себя 1296 подстанций напряжением 35–750 кВ общей установленной мощностью 32 956,6 МВА и трансформаторные подстанции напряжением 6–10/04 кВ общей установленной мощностью 13 864 МВА, которые связаны между собой и потребителями в единую сеть линиями электропередачи напряжением 0,38–50 кВ общей протяженностью 238,8 тыс. км.

Подстанции и линии электропередачи напряжением 220–330–750 кВ являются системообразующими для объединенной энергетической системы Республики Беларусь, а также обеспечивают межсистемные связи для устойчивой синхронной работы с энергосистемами соседних государств – России, Украины, странами Балтии. Радиально-кольцевая структура сети 220–330 кВ обеспечивает надежное электроснабжение потребителей всех регионов республики, однако отдельные крупные промышленные и жилые районы, электроснабжение которых осуществляется по сети 220 кВ, нуждаются в повышении надежности в соответствии с современными требованиями. В первую очередь это относится к Брестскому и Гродненскому энергоузлам.

Учитывая, что строительство большинства подстанций и высоковольтных линий (далее – ВЛ) напряжением 35 кВ и выше осуществлялось в 60–80-е годы XX столетия, срок их эксплуатации достиг 25–40 лет и более при нормативном сроке службы основного оборудования 25 лет. Физический износ основных фондов подстанций в среднем равен 64,5 процента, в том числе по зданиям и сооружениям – 40,3, по оборудованию – 72,3 процента. За последние 10 лет в 3 раза возросло количество отключений линий 220 кВ, связанных с повреждением элементов (по отношению к общему количеству отключений). На подстанциях, построенных в 60-е годы прошлого века, практически все оборудование выработало свой остаточный ресурс, достигло предела физического износа и требует замены.

Наиболее слабым звеном в системе электроснабжения является сеть 0,4–10 кВ, что особенно проявляется во время стихийных явлений, когда происходит массовое повреждение этих сетей с отключением потребителей. В отношении электротехнического оборудования следует отметить, что наряду с физическим существенно сказывается моральное старение, так как оно значительно уступает современному уровню и по техническим, и по экономическим характеристикам.

Проблема обеспечения надежного и устойчивого теплоснабжения потребителей, прежде всего населения, при прохождении осенне-зимнего периода имеет ярко выраженную социальную направленность, а качество теплоснабжения во многом определяет комфортный уровень жизни населения, вопросы эффективности и надежности теплоснабжения остаются ключевыми в энергетической политике государства.

На начало 2007 года на балансе организаций ГПО «Белэнерго» находилось 5139 км тепловых сетей различных диаметров в однотрубном исчислении.

За период с 2002 по 2006 год произошло увеличение с 48,9 процента до 49,7 доли тепловых сетей, со времени строительства которых прошло 15 лет, уменьшение доли трубопроводов, эксплуатируемых более 25 лет, с 19,6 до 18,7 процента. Доля трубопроводов, эксплуатируемых 15–25 лет, осталась на прежнем уровне – 31,5 процента.

В 2002–2006 годах из всех источников финансирования на эти цели было затрачено 232,3 млн. долларов США и произведена замена 702,7 км тепловых сетей различных диаметров.

Комплексный подход к проблемам надежной и эффективной работы тепловых сетей в последнее время позволил создать, постоянно совершенствовать и распространять способ бесканальной прокладки предварительно теплогидроизолированных труб для транспорта теплоносителя.

Динамика изменения возрастного состава и данные бухгалтерского учета за 2002 – 2006 годы свидетельствуют лишь о некоторой стабилизации уровня износа тепловых сетей (снижение уровня износа с 74,8 процента до 74,5). Наибольший износ характерен для г. Минска. Это свидетельствует о недостаточном уровне ежегодной замены тепловых сетей и вложения инвестиционных средств на эти цели.

Кроме того, до 2011 года планируется поэтапная безвозмездная передача в установленном порядке из коммунальной в республиканскую собственность тепловых сетей жилищно-коммунальных организаций, по которым осуществляется транспортировка

тепловой энергии от источников энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» в объеме до 1608 км в однотрубном исчислении.

Основные направления совершенствования технологий и оборудования энергосистемы

С учетом ограниченных финансовых ресурсов в Государственной программе приоритетное внимание уделяется вопросам модернизации действующего оборудования как на энергетических источниках, так и в электрических, и тепловых сетях.

Основное направление модернизации действующих генерирующих источников ориентировано на внедрение высокоэффективных парогазовых технологий на действующем паросиловом энергооборудовании Березовской ГРЭС, Гродненской ТЭЦ-2, а также строительство новых парогазовых блоков на минских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5.

Совершенствование оборудования на других источниках предполагает модернизацию проточной части турбин, замену устаревших и отработавших свой срок турбоагрегатов на новые с улучшенными технико-экономическими показателями, внедрение автоматизированных систем управления энергетическими объектами, установка паровых и газовых турбин в действующих котельных и преобразование их в мини-ТЭЦ.

На вновь строящихся ТЭЦ на твердых видах топлива предусматриваются усовершенствованные технологии сжигания топлива в кипящем слое, установка высокоэффективных систем золоулавливания и подавления выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Совершенствование технологий и оборудования в электрических сетях включает установку шунтирующих реакторов на подстанциях 330 кВ «Мирадино» и «Молодечно», замену подвесной фарфоровой изоляции на полимерную или стеклянную, вентильных разрядников на ограничители перенапряжения. Предусматривается создание автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) межгосударственных и межсистемных потоков.

В крупных городах планируется строительство кабельных линий с полимерной изоляцией. Повсеместно предусматривается замена масляных выключателей на вакуумные, воздушных выключателей на элегазовые, установка регистраторов аварийных ситуаций на узловых и системообразующих подстанциях, дальнейшее внедрение мачтовых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, широкое внедрение микропроцессорных устройств для систем контроля, защиты, управления, средств связи и передачи данных, многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии и др.

Новые технологии и оборудование в тепловых сетях предполагается внедрять путем применения бесканальной прокладки предварительно изолированных труб, использования сильфонных компенсаторов и шаровой запорной арматуры, современных систем контроля состояния теплопроводов, автоматизированных систем учета и регулирования, постепенного перехода к независимым схемам теплоснабжения потребителей, ликвидации центральных тепловых пунктов с переходом к индивидуальным, внедрения количественно-качественного регулирования и др.

Для обеспечения надежности электроснабжения предусматривается дальнейшее формирование сети 330 кВ с ликвидацией сетей напряжением 220 кВ, в системах теплоснабжения – строительство тепловых магистралей для передачи нагрузок от действующих котельных на ТЭЦ в городах Могилеве, Витебске и Гродно.

Развитие и модернизация энергоисточников

Планы развития и модернизации энергоисточников Белорусской энергосистемы разработаны в соответствии с ранее названными директивными документами с учетом физического и морального износа основного оборудования, величины и структуры электрических и тепловых нагрузок, оптимизации режимов загрузки и работы

оборудования для обеспечения эффективных, предельно достижимых технико-экономических показателей и надежной работы электростанций и котельных.

Сроки модернизации и развития энергоисточников определены на основании фактически достигнутых сроков службы основного оборудования, технико-экономических показателей его работы.

В прогнозируемом периоде предусматривается продолжение модернизации и развития основных конденсационных электростанций – Лукомльской и Березовской ГРЭС. Модернизация, замена и развитие электрических мощностей на ТЭЦ планируются с учетом сложившихся и перспективных тепловых нагрузок ТЭЦ, которые в последнее десятилетие снизились в связи с уменьшением потребления тепла промышленными потребителями, а также уходом части потребителей от источников энергосистемы путем создания собственных генерирующих мощностей.

Необходимость первоочередной модернизации блоков на Лукомльской и Березовской ГРЭС обусловлена тем, что основное оборудование отработало от 35 до 45 лет, что значительно больше нормативного срока (27 лет), и по своим технико-экономическим показателям не соответствует современным требованиям.

После реконструкции блоков № 4 и 3 на Березовской ГРЭС предусматривается модернизация блоков № 5 и 6 путем надстройки каждого двумя газовыми турбинами по 25–30 МВт. Данные блоки отработали по 38 лет, имеют высокие удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии – 370 г.у.т. /кВт·ч. В результате модернизации будет достигнуто увеличение мощности каждого блока на 65 МВт и снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии до 310 г.у.т. /кВт·ч.

На Лукомльской ГРЭС выполнена модернизация проточной части турбин № 1 и 3 и предусматривается аналогичная модернизация турбин № 2 и 4 первой очереди строительства с увеличением мощности на 30 МВт, что даст снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии на величину до 8 г.у.т. /кВт·ч.

Для обеспечения увеличения мощности в энергосистеме, повышения эффективности производства энергии, а также создания высокоманевренного источника предусматривается с учетом строительства АЭС строительство парогазового энергоблока мощностью 399 МВт на Минской ТЭЦ-5. Для выдачи мощности от станции предполагается строительство заходов на нее линии электропередачи «Игналинская АЭС – Белорусская».

Первая очередь Минской ТЭЦ-3 мощностью 100 МВт более чем за 50 лет полностью выработала свой ресурс и на ее место устанавливается парогазовый блок мощностью 230 МВт, что позволит экономить до 150 тыс. т.у.т. в год.

Предполагается осуществление коренной реконструкции Минской ТЭЦ-2, расположенной в центре тепловых и электрических нагрузок города, на которой основное оборудование отработало свыше 55 лет и подлежит демонтажу, а взамен предусматривается установление двух газовых турбин (2хГТ-25), двух котлов-утилизаторов и двух паровых турбин (2хПР-7,5) с увеличением мощности ТЭЦ до 65 МВт.

Предусматривается модернизация существующего паросилового оборудования с установкой газовых турбин на Гродненской ТЭЦ-2 мощностью 110 МВт и Лидской ТЭЦ мощностью 25 МВт. Целесообразность реализации этих проектов вызвана наличием стабильной тепловой нагрузки, что позволяет обеспечить загрузку генерирующего оборудования по теплофикационному циклу в течение всего года, а также необходимостью снижения перетоков электроэнергии в регионах.

На отдельных крупных ТЭЦ предусматривается простое замещение выбывающего оборудования либо его модернизация с частичным увеличением электрической мощности, в частности планируется модернизация на Гродненской ТЭЦ-2 в 2007 году турбины ПТ-60 (№ 1), отработавшей 35 лет, с увеличением мощности на 10 МВт.

Планируется продолжение работ по установке генерирующих мощностей на существующих котельных и мини-ТЭЦ ГПО «Белэнерго» под имеющиеся тепловые нагрузки. Предусмотрена установка таких мощностей на котельной РК-3 в г. Могилеве –

3,5 МВт и на котельной в г. Жлобине – 25 МВт. Будут начаты работы по созданию мини-ТЭЦ в котельной «Неман» в г. Лиде и районной котельной в г. Борисове.

В целях повышения безопасности эксплуатации котельного оборудования предусматривается оснащение котлоагрегатов с единичной паспортной тепловой производительностью более 420 ГДж/ч (100 Гкал/ч), устройствами контроля герметичности автоматической запорной арматуры (перед каждой горелкой) и защитно-запальными устройствами каждой горелки.

Баланс генерирующих мощностей с учетом демонтажа и ввода в 2006–2010 годах по энергоисточникам представлен в таблице 2.

В ряде населенных пунктов предусматривается сооружение малых ТЭЦ с использованием местных видов топлива (дрова, торф), в том числе в 2007–2010 годах будут установлены котел паропроизводительностью 60 т/ч на Жодинской ТЭЦ, энергомодуль на МВТ в г. Пружаны.

В современных экономических условиях Беларуси использование гидроресурсов является одним из путей решения проблем уменьшения зависимости энергетики Республики Беларусь от импортных энергоресурсов и будет способствовать улучшению экологической обстановки и снижению выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду. В Государственную программу включены мероприятия по объектам гидроэнергетики – строительство Гродненской ГЭС, восстановление ранее действовавших малых ГЭС, начало строительства Полоцкой ГЭС.

Развитие генерирующих источников на базе использования местных, возобновляемых, нетрадиционных и вторичных энергоносителей представлено в таблице 3.

(MBT)

[illegible]

Оршанская ТЭЦ	73	—	—	73	—	—	—	—	—	—	—	—	73	—	—
ТЭЦ менее 50 МВт	146,8	18,5	18	146,30	4,4	—	—	25	35	12	—	65	208,9	57,9	120
в том числе:															
Белорусская ГРЭС	16,9	12,5	6	10,4	4,4	—	—	—	—	—	—	—	6	16,9	6
Полоцкая ТЭЦ	7,7	—	—	7,7	—	—	—	—	—	—	—	—	7,7	—	—
Лидская ТЭЦ	18	—	—	18	—	—	—	25	—	—	—	—	43	—	25
Брестская ТЭЦ	12	—	—	12	—	—	—	—	6	12	—	—	18	6	12
Барановичская ТЭЦ	12	6	12	18	—	—	—	—	—	—	—	—	18	6	12
Пинская ТЭЦ	18	—	—	18	—	—	—	—	—	—	—	—	18	—	—
Минская ТЭЦ-2	29	—	—	29	—	—	—	—	29	—	—	32,5x2	65	29	65
Могилевская ТЭЦ-1	21,2	—	—	21,2	—	—	—	—	—	—	—	—	21,2	—	—
Бобруйская ТЭЦ-1	12	—	—	12	—	—	—	—	—	—	—	—	12	—	—
Мини-ТЭЦ (котельные ГПО «Белэнерго»)	22	—	6,0	28	—	—	—	—	—	25	—	—	53	—	31
в том числе:															
мини-ТЭЦ «Восточная», г. Витебск	3,5	—	—	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	3,5	—	—
мини-ТЭЦ «Северная», г. Гродно	3,5	—	6	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	9,5	—	6
мини-ТЭЦ «Западная», г. Пинск	3	—	—	3	—	—	—	—	—	—	—	—	3	—	—
Молодечненская ТЭЦ	3,5	—	—	3,5	—	—	—	—	—	—	—	—	3,5	—	—
Солигорская ТЭЦ	2,5	—	—	2,5	—	—	—	—	—	—	—	—	2,5	—	—
Гомельская ТЭЦ-1	6	—	—	6	—	—	—	—	—	—	—	—	6	—	—
котельная «Жлобин»	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25	—	—	25	—	25
ТЭЦ на местных видах топлива	—	—	2,7	2,7	—	5,1	—	—	—	2,7	—	1,5	12	—	12
в том числе:															
котельная «Осиповичи»	—	—	1,2	1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	1,2	—	1,2
Белорусская ГРЭС	—	—	1,5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	1,5	—	1,5

						14									
мини-ТЭЦ «Вилейка»	–	–	–	–	–	2,4	–	–	–	–	–	–	2,4	–	2,4
мини-ТЭЦ, г. Речица	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,5	1,5	–	1,5
мини-ТЭЦ, г. Пружаны	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,7	–	–	2,7	–	2,7
Пинская ТЭЦ	–	–	–	–	–	2,7	–	–	–	–	–	–	2,7	–	2,7
ГЭС	12,2	–	0,15	12,35	–	0,11	–	–	–	–	–	–	12,46	–	0,26
в том числе:															
Зельвенская ГЭС	–	–	0,15	0,15	–	–	–	–	–	–	–	–	0,15	–	0,15
Миничская ГЭС	–	–	–	–	–	0,11	–	–	–	–	–	–	0,11	–	0,11
Гродненская ГЭС***	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Блок-станции****	184,72	–	39,3	224,04	–	45,89	–	98	–	95,11	–	95,5	558,52	–	373,8

*Срок ввода в эксплуатацию определяется по результатам тендерных торгов.

**Фактический вывод и ввод в эксплуатацию электрических мощностей.

***Объект реализуется после 2010 года по результатам тендерных торгов.

****Указывается минимальный объем вводимых мощностей, детально рассматриваемый в главе 4.

**Использование местных, возобновляемых, нетрадиционных и вторичных
энергоресурсов ГПО «Белэнерго»**

Наименование энергоисточника*	Прирост объема замещения топлива по годам					(тыс. т.у.т.) 2006–2010
	2006	2007	2008	2009	2010	годы
Суммарный прирост объема замещения топлива	25,5	37,2	46,9	60,6	126,6	296,8
в том числе:						
гидроэлектростанции:	0,4	–	0,1	–	–	0,5
Зельвенская ГЭС, 0,15 МВт	0,4	–	–	–	–	–
Миничская ГЭС, 0,11 МВт	–	–	0,1	–	–	–
Гродненская ГЭС, 17 МВт	–	–	–	–	–	–
турбодетандерные установки:	1,9	2,4	–	6	–	10,3
Лукомльская ГРЭС, 2,5 МВт	–	2,4	–	–	–	–
Гомельская ТЭЦ-2, 4 МВт	–	–	–	6	–	–
теплоутилизационные установки:	–	1,2	11,2**	0,6	0,6	13,6
Могилевэнерго	–	0,6	–	–	–	–
Гомельэнерго	–	0,6	–	–	–	–
Брестэнерго	–	–	0,6	–	–	–
Минскэнерго	–	–	0,6	0,6	0,6	–
котельные и мини-ТЭЦ на МВт:	23,2	33,6	35,6	54	36	182,4
котельная «Осиповичи», 1,2 МВт	8,5	2	1,9	–	–	–
Белорусская ГРЭС, 1,5 МВт	–	6	6,7	–	–	–
котельная «Вилейка», 2,4 МВт	–	5,4	12,6	–	–	–
Пинская ТЭЦ, 2,7 МВт	–	9,2	12,8	–	–	–
котельная «Речица», 1,5 МВт	–	–	–	–	14	–
Бобруйская ТЭЦ-1, 30 т/ч	14,7	11	1,6	–	–	–
Жодинская ТЭЦ, 60 т/ч	–	–	–	54	–	–
мини-ТЭЦ, г. Пружаны, 2,7 МВт	–	–	–	–	22	–
прочие	–	–	–	–	90	90

*Объемы устанавливаемой мощности и объемы замещения топлива уточняются по результатам разработки проектно-сметной документации.

**Тепловые ВЭР с учетом их инвентаризации в 2008–2009 годах.

Общий прирост объема замещения импортного топлива за счет местных, нетрадиционных и возобновляемых источников составит 296,8 тыс. т.у.т.

Для реализации данного прогноза в целом по ГПО «Белэнерго» необходимо вложение инвестиций в объеме 3,1 млрд. долларов США. Данный объем финансирования не включает расходы, связанные с проведением подготовительных работ по строительству атомной электростанции в рассматриваемый период, выполнение которых осуществляется за счет отдельного бюджетного финансирования.

Распределение финансирования по годам и источникам приведено в таблице 4.

**Объемы и источники финансирования модернизации основных фондов ГПО
«Белэнерго» на 2006–2010 годы**

	Капитальные вложения*, млн. долларов США					
	всего	в том числе по годам				
		2006	2007	2008	2009	2010
Всего по ГПО «Белэнерго»	3 102,0	382,98	489,43	601,01	764,04	864,54
в том числе:						
генерация	1 538,59	75,62	210,30	260,87	464,42	527,38
электрические сети	780,92	64,14	142,42	183,01	174,53	216,82
тепловые сети	414,94	55,35	84,14	99,52	91,59	84,34
прочие	367,55	187,87	52,57	57,61	33,50	36,00
В том числе по источникам:						
инновационный фонд Минэнерго:	356,14	104,95	112,78	83,32	56,09	–
генерация	259,03	58,27	69,92	74,75	56,09	–
электрические сети	40,32	21,30	11,45	7,57	–	–
тепловые сети	55,73	24,62	31,11	–	–	–
АСКУЭ верхнего уровня	1,06	0,76	0,3	–	–	–
бюджетные ассигнования**:	923,13	–	47,00	158,16	298,68	419,29
генерация	321,4	–	–	3	107,16	211,24
электрические сети	377,78	–	47	97,24	100,83	132,71
тепловые сети	202,8	–	–	37,77	89,69	75,34
АСКУЭ верхнего уровня	21,15	–	–	20,15	1,00	–
амортизация:	1122,57	160,72	196,94	234,48	254,83	275,6
генерация	466,693	12,2	48,26	85,013	162,73	158,49
электрические сети	326,367	38,21	73,65	61,697	68,7	84,11
тепловые сети	156,41	30,73	53,03	61,75	1,9	9,00
прочие	173,1	79,58	22,00	26,02	21,5	24
прибыль:	247,96	93,88	41,34	35,94	35,88	40,92
генерация	57,55	–	0,75	8,00	19,88	28,92
электрические сети	31,82	–	10,32	16,5	5,00	–
прочие	158,59	93,88	30,27	11,44	11,00	12,00
привлеченные средства:	452,2	23,43	91,37	90,11	118,56	128,73
генерация	433,92	5,15	91,37	90,11	118,56	128,73
электрические сети	4,63	4,63	–	–	–	–
прочие	13,65	13,65	–	–	–	–
кроме того, затраты, необходимые для погашения инвестиционных кредитов до 2010 года	287,1	–	12,5	30,16	97,12	147,32
затраты, необходимые для погашения инвестиционных кредитов с 2010 по 2017 год	660,06	–	–	–	–	–

*Капитальные вложения подлежат уточнению при разработке архитектурных проектов для объектов, а объемы финансирования по источникам – при ежегодном утверждении тарифов на тепловую и электрическую энергию.

**При недостаточности средств инновационного фонда Минэнерго, других собственных и заемных средств.

Развитие и модернизация электрических сетей

Прогноз технического перевооружения и развития электрических сетей Белорусской энергосистемы выполнен в соответствии с ранее разработанными планами перспективного развития и технического перевооружения объединенной энергетической системы Республики Беларусь, включая источники генерации, а также на основании схем перспективного развития областных энергосистем и повышения надежности электроснабжения потребителей крупных городов и промышленных центров.

Сети 220–330–750 кВ. Основными направлениями технического перевооружения и развития системообразующей сети 220–330–750 кВ на предстоящий период должны стать:

развитие сети 330 кВ в западной части республики;

строительство новых высоковольтных линий и подстанций напряжением 330 кВ для выдачи мощности модернизированных станций с учетом сроков их модернизации и обеспечения надежности электроснабжения городов областного значения;

поэтапный вывод из эксплуатации высоковольтных линий (ВЛ) и подстанций (ПС) напряжением 220 кВ, отработавших свой эксплуатационный ресурс, с замещением их нагрузки на расширяемых и реконструируемых ПС 110 и 330 кВ.

В этих целях предусматривается:

строительство ПС 330 кВ «Брест-1», открытое распределительное устройство (ОРУ) 330 кВ Березовской ГРЭС, ВЛ 330 кВ «Березовская ГРЭС – Брест-1» и «Березовская ГРЭС – Барановичи», что позволит приступить к переводу системообразующей сети Брестской энергосистемы с напряжения 220 кВ на более эффективный класс напряжения 330 кВ и существенно повысить надежность электроснабжения Брестского энергоузла, при этом будет обеспечена выдача мощности от энергоблоков № 5 и 6 Березовской ГРЭС после их реконструкции;

проведение реконструкции ПС «Россь-330» и «Барановичи-330» с переводом на них нагрузок ПС «Россь-220» и ПС «Барановичи-220», что позволит Гродненской энергосистеме создать сеть 330 кВ взамен неэффективной и изношенной сети 220 кВ, обеспечить более надежное энергоснабжение крупных промышленных узлов Барановичи и Гродно;

реконструкция ПС 330 кВ «Северная» в г. Могилеве с ликвидацией воздушного хозяйства, реконструкция ПС 330 кВ «Кричев» с расширением и заменой наиболее изношенного оборудования для обеспечения надежного энергоснабжения Могилевского энергоузла;

реконструкция ПС 330 кВ «Витебская», «Полоцкая», ОРУ 330 кВ Лукомльской ГРЭС с заменой наиболее изношенного оборудования в целях обеспечения надежного энергоснабжения Витебского и Полоцкого энергоузлов;

реконструкция ПС 330 кВ «Мирадино» (год ввода 1959) с заменой изношенного оборудования, установкой шунтирующего реактора и переводом нагрузки на существующую сеть 110 и 330 кВ, что существенно повысит надежность и эффективность энергоснабжения Бобруйского энергоузла, а установка шунтирующего реактора 180 МВАр/330 кВ, кроме того, обеспечит поддержание допустимых уровней напряжения в сети 330 и 110 кВ со снижением потерь энергии на перетоки реактивной мощности;

строительство и реконструкция ПС и ВЛ напряжением 330 кВ для выдачи мощности ПГУ-450 Минской ТЭЦ-5;

реконструкция ПС 330 кВ «Северная» в г. Минске, построенной в 60-х годах прошлого столетия и практически полностью выработавшей свой ресурс;

установка шунтирующего реактора на ПС 330 кВ «Молодечно», позволяющая нормализовать уровни напряжения в сетях 110 и 330 кВ и снижать потери электроэнергии на перетоки реактивной мощности от Минской ТЭЦ-4 в Минском энергоузле.

Сети 110 кВ. Развитие сетей 110 кВ предполагается осуществлять по следующим направлениям:

строительство, реконструкция, расширение и модернизация ПС 110 кВ, в том числе для ввода нового жилья и объектов социальной инфраструктуры;

поэтапный вывод из эксплуатации ПС и линий электропередачи напряжением 35 кВ с переводом сети 35 кВ на напряжение 110 кВ;

модернизация и техническое переоснащение парка оборудования сети 110 кВ с заменой оборудования, отслужившего свой нормативный срок.

В сетях 110 кВ необходимо:

построить 22 подстанции напряжением 110 кВ в г. Минске и других областных центрах для обеспечения надежного энергоснабжения крупных районов жилой застройки;

продолжить работы по реконструкции ПС 110 кВ, которые были построены в 60–70-х годах прошлого века и нуждаются в замене изношенного оборудования, а также изменении схем внешнего энергоснабжения в соответствии с требованиями по резервированию основного электропитания ответственных ПС;

продолжить замену выработавшей свой ресурс подвесной фарфоровой изоляции на стеклянную или полимерную, в том числе и на натяжных гирляндах;

обеспечить компенсацию емкостных токов замыкания на землю в сети 6–35 кВ в соответствии с Правилами технической эксплуатации, регулируемые дугогасящими реакторами с автоматической настройкой, либо перевод сети на резистивное заземление нейтрали;

осуществлять постепенную замену вентильных разрядников на ограничители перенапряжения;

продолжить работу по модернизации ВЛ с заменой опор, отслуживших свой нормативный срок.

Сети 0,4–10 кВ. В распределительных электрических сетях напряжением 0,4–10 кВ необходимо продолжить:

повсеместное восстановление и реконструкцию распределительных сетей, отслуживших нормативный срок службы;

разукрупнение схемы сети, для чего оснастить магистральные линии 10 кВ и ответвления большой протяженности автоматическими выключателями нагрузки, управляемыми с диспетчерского пункта;

внедрение ВЛ с изолированными проводами, мачтовых ТП 10/0,4 кВ и быстромонтируемых закрытых ТП;

максимальное приближение сети 10 кВ к потребителям и уменьшение длины линий 0,4 кВ.

Подстанции 35–750 кВ. В целом на трансформаторных подстанциях напряжением 35–750 кВ в целях снижения уровня износа оборудования с 72,3 до 69,1 процента требуется продолжить:

модернизацию и замену наиболее морально и физически изношенного оборудования ПС 35–750 кВ, которые к 2011 году выработают свой нормативный срок эксплуатации;

замену физически изношенных и морально устаревших трансформаторов 110 кВ;

внедрение современных выключателей 110 кВ и выше с двумя катушками отключения взамен изношенных масляных и воздушных;

перевод оперативного тока на постоянный для ПС 110 кВ с использованием аккумуляторных батарей современной конструкции;

замену масляных выключателей 10–35 кВ на вакуумные;

модернизацию ячеек КРУ и КРУН 6–10 кВ с заменой масляных выключателей на вакуумные и замену защит, выполненных на электромеханической базе, на цифровые;

замену отработавших 25 лет и более измерительных трансформаторов тока;

установку выключателей вместо отделителей и короткозамыкателей в цепи трансформаторов с полной реконструкцией ПС в первую очередь транзитных и питающих ответственных потребителей;

установку регистраторов аварийных ситуаций на узловых и системообразующих подстанциях;

замену воздушных и баковых масляных выключателей на элегазовые и вывод из работы компрессорных на ПС с воздушными выключателями;

замену большинства разъединителей производства 60–70-х годов прошлого века.

Системы контроля защиты и управления. Для системы контроля защиты и управления средств связи и передачи данных предусматривается широкое использование микропроцессорных устройств.

В целом в энергосистеме ежегодно будет производиться замена, реконструкция и строительство электрических сетей в объеме 2100–2200 км.

На строительство, реконструкцию и модернизацию электрических сетей Белорусской энергосистемы в целом в 2006–2010 годах планируется затратить 806,27 млн. долларов США.

Реализация плана строительства, реконструкции и модернизации электрических сетей 0,4–750 кВ позволит повысить надежность электроснабжения потребителей за счет:

- строительства дополнительных источников питания;
- применения при строительстве и реконструкции сетей 0,4–10 кВ изолированных проводов (ВЛИ, ВЛП);
- замены деревянных опор более прочными – железобетонными;
- применения нового высокотехнологичного оборудования и автоматизации;
- реконструкции изношенных ВЛ 0,4–10 кВ, обеспечивающих электроснабжение потребителей г. Минска, областных центров и городов.

Использование геополитического положения Республики Беларусь для транзита и экспорта электроэнергии возможно за счет привлеченных средств (кредитов) в перспективе. В разработанной Государственной программе предусматривается реконструкция электрических сетей только для внутренних потребностей республики.

Развитие и модернизация тепловых сетей

В целях повышения надежности и эффективности функционирования тепловых сетей, приемки дополнительных тепловых нагрузок, подключения новых потребителей, сокращения тепловых потерь, затрат на ремонт и обслуживание предусматривается применение предизолированных труб для бесканальной прокладки и систем оперативной диагностики влажности теплоизоляции, современных типов компенсаторов и запорной арматуры. Среди крупных проектов планируются строительство протяженных магистралей в г. Бресте для обеспечения передачи нагрузок от планируемой ТЭЦ, переходы через реки в городах Могилеве, Витебске и Гродно с передачей тепловых нагрузок крупных жилых районов от существующих котельных на ТЭЦ и ввод ряда магистралей в г. Минске для обеспечения тепловой энергией новых микрорайонов.

Предусматривается модернизация и развитие тепловых сетей с ежегодным снижением износа на 1–1,5 процента и ежегодной заменой 140–160 км трубопроводов тепловых сетей. Требуемый объем инвестиций за этот период оценивается в 410,89 млн. долларов США с учетом объема передачи в установленном порядке до 2010 года из коммунальной в республиканскую собственность тепловых сетей жилищно-коммунальных организаций.

ГЛАВА 4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Высшим приоритетом государственной энергетической политики наряду с устойчивым обеспечением страны энергоносителями является создание условий для функционирования и развития экономики при максимально эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов.

Государственная программа призвана обеспечить реализацию энергетической стратегии государства. При этом снижение энергоемкости ВВП является обобщающим показателем энергоэффективности экономики.

Целевая направленность Государственной программы определяется необходимостью решения задач, связанных:

- с высокой энергоемкостью экономики страны;
- с низкой обеспеченностью собственными топливно-энергетическими ресурсами;
- с необходимостью ускоренного внедрения современных передовых наукоемких технологий во всех сферах народного хозяйства;
- со снижением бюджетной нагрузки в социальной сфере;
- с улучшением экологической обстановки и повышением уровня экологической безопасности страны;

с ростом производства конкурентоспособной продукции, развитием экспорта и экономики страны;

с оптимизацией топливно-энергетического баланса Республики Беларусь.

В республике проводится последовательная государственная политика по эффективному использованию энергоресурсов. За 2001–2005 годы энергоемкость ВВП снижена на 25,3 процента. Однако удельное потребление энергоресурсов для производства ВВП по-прежнему в 1,5–2 раза выше, чем в развитых странах мира. Потенциал энергосбережения остается достаточно высоким.

Основными задачами работы в области энергосбережения в рамках Государственной программы являются:

повышение эффективности использования ТЭР и создание необходимых условий для перевода экономики на энергоэффективный путь развития;

увеличение в топливном балансе республики доли местных видов топлива, отходов производства, вторичных энергоресурсов, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, в том числе за счет отпуска в межотопительный период горячей воды потребителям в районных центрах, городских поселках и сельской местности, за исключением районов, пострадавших от аварии на Чернобыльской АЭС, с преимущественным использованием местных видов топлива, установкой на котельной баков-аккумуляторов и исключения использования печного бытового топлива для нужд отопления и горячего водоснабжения;

совершенствование механизма стимулирования энергосбережения, в том числе стабилизация на определенный период прогрессивных нормативных расходов энергоресурсов, включаемых в себестоимость продукции (в сопоставимых условиях);

увеличение объемов финансирования энергосбережения за счет всех источников;

подготовка и повышение квалификации кадров в сфере энергосбережения.

Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации совместно с другими республиканскими органами государственного управления ежегодно определяются приоритетные направления энергосбережения и осуществляется их преимущественная реализация путем инвестирования наиболее эффективных энергосберегающих мероприятий.

Основными приоритетными направлениями в области энергосбережения являются:

повышение эффективности работы и изменение структуры генерирующих источников за счет их модернизации и внедрения газовых, парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий, преобразование котельных в мини-ТЭЦ, что позволит увеличить выработку электрической энергии на тепловом потреблении и снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии;

применение частотно-регулируемых электроприводов на механизмах с переменной нагрузкой;

экономически целесообразная передача тепловых нагрузок от котельных на ТЭЦ Министерства энергетики;

снижение потерь и расходов энергоресурсов при их транспортировке путем технического переоснащения систем транспорта, оптимизации режимов работы энергоисточников, тепловых и электрических сетей, ликвидации длинных теплотрасс;

применение современных систем теплоснабжения на базе предизолированных труб с внедрением индивидуальных тепловых пунктов и переходом на качественно-количественное регулирование, позволяющих снизить потери при передаче теплоэнергии до 5–7 процентов;

внедрение котельного оборудования, работающего на горючих отходах производства, сельского и лесного хозяйства, деревообработки, бытовых отходах, использование ветро- и гелиоэнергетики, других нетрадиционных и возобновляемых источников энергии – ежегодное увеличение импортозамещения дорогостоящего органического топлива;

установка приборов группового и индивидуального учета газа, воды и тепловой энергии, внедрение систем автоматического регулирования потребления этой энергии, позволяющих снизить потребление энергоресурсов в объеме около 15 процентов;

применение автоматических систем управления освещением и внедрение энергоэффективных светильников, позволяющих в 2 раза снизить установленную

электрическую мощность системы освещения с одновременным увеличением освещенности до уровня нормативной;

максимально целесообразная утилизация высоко- и среднетемпературных тепловых вторичных энергоресурсов с использованием их в схемах теплоснабжения, внедрение теплонасосных установок, что позволит частично компенсировать потребность предприятий в тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение;

максимальное снижение энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве с внедрением энергосберегающих мероприятий, реализация которых позволит обеспечивать при новых ценах (тарифах) на энергоресурсы оплату энергоресурсов конкретными потребителями на уровне предыдущего года.

Выполнение программных мероприятий планируется осуществить за счет реализации комплекса мер государственного воздействия и создания благоприятного инвестиционного климата в стране.

Организационно-экономической основой политики энергосбережения в перспективе должно стать дальнейшее совершенствование и развитие нормативной правовой базы.

Основными организационно-экономическими направлениями по совершенствованию деятельности в области энергосбережения являются:

осуществление более прогрессивной государственной экспертизы энергетической эффективности проектных решений;

проведение углубленных энергетических обследований юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, а также сертификация продукции по энергоемкости;

увеличение финансирования мероприятий по энергосбережению на возвратной основе и с использованием заемных средств;

разработка новых и совершенствование существующих экономических механизмов, стимулирующих повышение энергоэффективности производства продукции и оказания услуг.

Формой реализации политики энергосбережения в республике в 2006–2010 годах будет выполнение республиканской, региональных и отраслевых программ энергосбережения с возможностью ежегодного уточнения приоритетов деятельности по энергосбережению.

Основные направления энергосбережения по отраслям

Промышленность (Министерство промышленности)

Основными направлениями энергосбережения в промышленности в 2006–2010 годах являются:

развитие на предприятиях современной энергетики с вводом в эксплуатацию когенерационных установок;

увеличение использования вторичных энергоресурсов и местных видов топлива;

внедрение современных энергоэффективных технологий и оборудования;

внедрение частотно-регулируемых электроприводов на механизмах с переменной нагрузкой;

оптимизация режимов работы и загрузки энергоемкого оборудования, централизация энергоемких производств.

Нефтеперерабатывающая, химическая и нефтехимическая промышленность (Белорусский государственный концерн по нефти и химии)

Основными направлениями энергосбережения в нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической промышленности в прогнозируемый период являются:

развитие на предприятиях современной энергетики с вводом в эксплуатацию когенерационных установок, другого электрогенерирующего оборудования, работающего на тепловых и горючих вторичных энергоресурсах;

увеличение использования вторичных энергоресурсов с внедрением эффективных котлов-утилизаторов и теплообменного оборудования, современных автоматизированных систем учета энергоносителей;

внедрение современных энергоэффективных технологий и оборудования;
внедрение автоматизированных систем учета энергоносителей.

Сельское хозяйство (Министерство сельского хозяйства и продовольствия)

Основными направлениями энергосбережения в сельском хозяйстве в 2006–2010 годах является применение следующих энергосберегающих технологий:

- внедрение современных энергоэффективных технологий и оборудования (клеточное, напольное оборудование, кормораздача);
- внедрение сушильных и топочных агрегатов на местных видах топлива;
- использование возобновляемых источников энергии – биогазовых установок для производства тепловой и электрической энергии;
- оптимизация и автоматизация теплоснабжения тепличных хозяйств.

Жилищно-коммунальное хозяйство

Основными направлениями энергосбережения в жилищно-коммунальном хозяйстве в промежуточный период являются:

- развитие в организациях современной энергетики с вводом в эксплуатацию когенерационных установок и баков-аккумуляторов для выравнивания графиков тепловых нагрузок;
- увеличение использования местных видов топлива и возобновляемых источников энергии;
- передача тепловых нагрузок котельных на ТЭЦ;
- децентрализация теплоснабжения с ликвидацией длинных теплотрасс;
- внедрение приборов группового и индивидуального учета газа, воды и тепловой энергии, автоматического регулирования потребления этой энергии;
- увеличение эффективности использования электроэнергии за счет оптимизации структуры освещения жилых, административно-хозяйственных зданий, использование централизованных систем телемеханического и дистанционного управления уличным освещением.

Социально-бюджетная сфера

К основным направлениям энергосбережения в социально-бюджетной сфере на ближайшие годы относятся:

- перевод котельных на использование местных видов топлива;
- замена неэкономичных котлов с низким коэффициентом полезного действия на более эффективные;
- оптимизация схем теплоснабжения;
- внедрение эффективных теплообменников, холодильного и нагревательного оборудования пищеблоков и др.;
- внедрение энергоэффективных светильников.

Основные энергоэффективные проекты

В перечень крупных энергоэффективных проектов (таблица 5) и программу ввода электрогенерирующего оборудования по республиканским органам государственного управления и иным государственным организациями, подчиненным Правительству Республики Беларусь (таблица 6), включены преимущественно проекты, имеющие межотраслевое и государственное значение, а также проекты, на базе которых возможно дальнейшее широкое распространение их на однотипных предприятиях в отраслях и коммунально-бытовой сфере.

Решение о строительстве на предприятиях, находящихся в зоне действия ТЭЦ, локальных энергоисточников должно приниматься в каждом конкретном случае с учетом народнохозяйственного эффекта по следующей схеме.

1. Республиканский орган государственного управления или иная государственная организация, подчиненная Правительству Республики Беларусь, облисполком, Минский горисполком, в ведении которых находится (в состав которых входит) организация, имеющая намерение построить собственную энергетическую установку, на основе анализа хозяйственной деятельности и финансовых показателей указанной организации готовят документы с соответствующими расчетами (с обязательным указанием предполагаемого экономического эффекта (тыс. т.у.т. в год) и обоснованием инвестиций, иных документов) и направляют их на рассмотрение в Министерство энергетики, Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды и Министерство экономики.

2. В связи с тем, что децентрализация энергопотребления в зоне действия крупных ТЭЦ ведет к сокращению выработки электрической энергии в теплофикационном режиме на объектах, принадлежащих Белорусской энергосистеме, и к повышению себестоимости вырабатываемой ими энергии, Министерство энергетики готовит расчеты о влиянии строительства локального энергоисточника на эффективность использования мощностей энергосистемы и направляет в Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации и Министерство экономики.

3. Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации на основе документов и расчетов, представленных в соответствии с порядком, указанным в пунктах 1 и 2, в рамках своей компетенции готовят заключение о целесообразности реализации проекта по созданию локальных энергоисточников и направляют его в Министерство экономики.

4. Министерство экономики на основе материалов республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов, Минского горисполкома, а также результатов рассмотрения данного вопроса Министерством энергетики и Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации, Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды готовят заключение о целесообразности реализации проекта по созданию локальных энергоисточников с учетом суммарного народнохозяйственного эффекта и вносит на рассмотрение в Правительство Республики Беларусь для принятия окончательного решения.

Таблица 5

Наиболее крупные проекты по повышению эффективности использования энергоресурсов

Наименование проектов	Год ввода в эксплуатацию	Предполагаемый экономический эффект, тыс. т.у.т. в год
1. ТЭЦ на попутном газе в составе РУП «ПО «Белоруснефть» (21 МВт)	2006	28
2. Энерготехнологический комплекс завода полиэфирных нитей ОАО «Могилевхимволокно» (14,8 МВт)*	2008	10–12
3. Строительство ГТУ для повышения надежности электроснабжения и топливоиспользования ОАО «Гродно Азот» (16 МВт)*	2007–2009	18
4. Энерготехнологический модуль завода «Интеграл» (12 МВт)	2008	12–14
5. РУП «Белорусский цементный завод» (6–9 МВт)*	2009	4–6
6. ОАО «Нафтан» (35,4 МВт)*	2008–2010	35–41
7. ОАО «Полимир» (9 МВт) (21 МВт)*	2008–2009	13,5 23–25
8. ОАО «Белшина» (11,7 МВт)*	2008–2009	12–13,5

*Решение о строительстве и величине вводимой мощности будет принято после разработки технико-экономического обоснования по вариантным проработкам с учетом народнохозяйственного эффекта, надежности электроснабжения и определения источников финансирования в соответствии с изложенной выше методологией принятия решения по созданию локальных энергоисточников в зоне крупных ТЭЦ.

Таблица 6

Ввод электрогенерирующего оборудования по республиканским органам государственного управления и иным государственными организациями, подчиненным Правительству Республики Беларусь, в 2006–2010 годах*

Наименование организаций	Устанавливаемая электрическая мощность, МВт		Объем финансирования, млн. долларов США	
	2006–2010 годы	в том числе 2007	2006–2010 годы	в том числе 2007
Минстройархитектуры	30,9–31,5	6,5	20,8–27,6	6,04
Минпром	40,2	5,3	32,0	2,5
Минсельхозпрод	24–34	2,16	19,2–30,6	6,84
Минжилкомхоз (облисполкомы и Минский горисполком)	21–31	4,8	16,8–24,8	5,5
Минздрав	3,5–5	–	3,2–4,3	–
Концерн «Белгоспищепром»	3–5	–	2,4–3,5	–
Концерн «Беллегпром»	3–7	1	4,8–5,6	1,34
Концерн «Белнефтехим»	217–248,3	17,48	147,6–198,6	9,87
Концерн «Беллесбумпром»	24,7	8,65	19,8	8,63
Минтранс	2,6–3,2	–	2,1–3,2	–
ОАО «Белтрансгаз»	3,9	–	2,2	–
Итого	373,8–433,8	45,89	270,9–352,2	40,72

*Задание на каждый год подлежит уточнению и корректировке на основании отраслевых и региональных программ энергосбережения.

Планируемые объемы и источники финансирования на реализацию энергосберегающих мероприятий

Основными источниками финансирования энергосберегающих мероприятий будут собственные средства предприятий. Государственная поддержка в виде долевого участия за счет средств республиканского и местных бюджетов, инновационных фондов республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, будет оказываться организациям социальной и бюджетной сфер и предприятиям, внедряющим эффективные мероприятия, по приоритетным направлениям энергосбережения.

Средства республиканского бюджета, направляемые на цели энергосбережения, выделяются в установленном порядке: республиканским органам государственного управления и иным государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь, финансируемым из средств бюджета, в пределах средств, предназначенных на их содержание, на научную, научно-техническую и инновационную деятельность.

Внедрение мероприятий по повышению эффективности использования ТЭР и увеличению доли использования местных видов топлива в промышленности и других отраслях экономики потребует финансирования в объеме не менее 5,2 млрд. долларов США на 2006–2010 годы.

Требуемые объемы финансирования по конкретным мероприятиям по энергосбережению и источники финансирования будут определены в республиканской, отраслевых и региональных программах по энергосбережению на 2006–2010 годы, а итоговые показатели в целом по республике представлены в таблице 7.

Таблица 7

Распределение объемов по источникам финансирования

Источники финансирования*	2006–2010 годы	
	млн. долларов США	процентов
Собственные средства организаций	2215,1–2865,1	42,6–49
Средства инновационного фонда Минэнерго, направляемые на цели энергосбережения в соответствии с законодательством Республики Беларусь	248,4	4,8–4,2
В том числе на возвратной основе	13,6	0,26–0,23
Средства инновационных фондов республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь	1203,9	23,2–20,6
Бюджетные средства	825	15,8–14,1
В том числе:		
средства республиканского бюджета	106	2–1,8
средства местных бюджетов	719	13,8–12,3
Кредиты, займы и другие привлеченные средства	707,6	13,6–12,1
Итого	5200–5850	100

*При недостаточности средств инновационного фонда Минэнерго финансирование осуществляется за счет собственных средств организаций, привлеченных средств, средств республиканского бюджета в размерах, предусматриваемых при формировании проекта республиканского бюджета на очередной финансовый (бюджетный) год.

Потребность в финансовых ресурсах без учета топливно-энергетического комплекса на реализацию мероприятий Государственной программы в части энергосбережения определена в следующих объемах: 2006 год – 599,95 млн. долларов США; 2007 – 774–802; 2008 – 959,8–1150; 2009 – 1260,1–1500; 2010 год – 1606,3–1798,2 млн. долларов США; всего за 2006–2010 годы – 5200–5850 млн. долларов США.

При определении затрат на финансирование мероприятий по повышению энергоэффективности производства и потребления энергии необходимо предусматривать финансирование мероприятий по охране окружающей среды. Экологический эффект от реализации мероприятий по повышению энергоэффективности действующего оборудования, замене газа и мазута на местные виды топлива, применения альтернативных источников энергии оценивается по величине выбросов (сбросов) загрязняющих веществ и парниковых газов в окружающую среду, использования вод, объема образования отходов. Увеличение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при реализации проектов по использованию местных видов топлива без учета применения на котельных установках наилучших технологий по топливоподготовке, сжиганию топлива и использованию газоочистного оборудования может привести к увеличению выбросов в 5–30 раз в зависимости от вида топлива.

Экологический эффект от реализации мероприятий по повышению энергоэффективности действующего оборудования, замене газа и мазута на местные виды топлива, применению альтернативных источников и сокращению выбросов парниковых газов отражен в таблице 8.

Таблица 8

Сокращение возможного увеличения выбросов парниковых газов за счет внедрения энергосберегающих мероприятий в 2006–2010 годах

Отрасли народного хозяйства	Тыс. тонн в эквиваленте CO ₂
Промышленность	1 978
Сельское хозяйство	1 008
Строительство и стройматериалы	864
Топливо-энергетический комплекс	5 020
Жилищно-коммунальное хозяйство	1 461
Социальная и бюджетная сферы и прочие отрасли	2 459
Итого	12 790

Задания по экономии топливно-энергетических ресурсов

В целях обеспечения энергетической безопасности Республики Беларусь ставится задача обеспечить в 2010 году снижение энергоемкости ВВП по отношению к 2005 году на 31 процент при темпах роста ВВП 156 процентов. Для этого за счет внедрения новых энергоэффективных технологий, оборудования и материалов, целевых мероприятий по энергосбережению и организационных мер по оптимизации энергоснабжения необходимо обеспечить экономию ТЭР в объеме не менее 7,55 млн. т.у.т., в том числе в 2006 году – 1,68, в 2007 году – 1,61, в 2008–2010 годах – не менее 1,4 млн. т.у.т. ежегодно. Минимальные объемы экономии топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах по отраслям представлены в таблице 9.

Задания по экономии топливно-энергетических ресурсов ежегодно конкретизируются с учетом итогов работы за предыдущий период и доводятся Правительством в установленном порядке до республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов, Минского горисполкома в виде целевых показателей энергосбережения.

Таблица 9

Минимальные объемы экономии топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах по отраслям в сопоставимых условиях

Наименование организаций	(тыс. т.у.т.) Объем экономии
Минстройархитектуры	375
Минпром	620
Минсельхозпрод*	538
Минжилкомхоз*	884
Минздрав*	108
Минобороны	50
Минобразование*	260
Минсвязи	29
Минтранс	168
Организации, подчиненные Минэнерго:	
ГПО «Белэнерго»	1150
ГПО «Белтопгаз»	61
ОАО «Белтрансгаз»	49
Концерн «Беллегпром»	92
Концерн «Беллесбумпром»	165

Концерн «Белнефтехим»	1530
Концерн «Белбиофарм»	31
Концерн «Белгоспищепром»	163
Белкоопсоюз	59
Прочие	1218
Итого	7550

*С учетом организаций, находящихся в коммунальной собственности.

Реализация установленных заданий по экономии топлива осуществляется посредством отраслевых и региональных программ энергосбережения.

Реализация указанных мероприятий в области энергосбережения позволит в 2006–2010 годах достичь общей экономии энергоресурсов в размере не менее 7550 тыс. т.у.т. при суммарном объеме финансирования 5200–5850 млн. долларов США и обеспечить снижение энергоемкости ВВП на 31 процент.

Повышение уровня энергоэффективности методами технического нормирования, стандартизации, сертификации

Одним из важнейших направлений реализации государственной политики в области энергетической безопасности являются техническое нормирование, стандартизация и сертификация в энергетическом и промышленном комплексах, позволяющие создать условия для повышения эффективности использования ТЭР и вовлечения в хозяйственный оборот вторичных энергетических ресурсов и нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, улучшения качества продукции. Меры по техническому нормированию и стандартизации включают:

- разработку новых и пересмотр действующих технических нормативных правовых актов на энергопотребляющую продукцию в целях установления в них прогрессивных требований к энергосбережению, расходу топлива и энергии, гармонизированных с директивами Европейского союза, международными и европейскими стандартами;

- установление в государственных стандартах требований, характеристик, направленных на повышение эффективности энергопроизводящего и энергопотребляющего оборудования;

- разработку технических нормативных правовых актов, устанавливающих методологию расчета энергобалансов и энергетической паспортизации предприятий, объектов теплового хозяйства и теплоснабжения жилищно-коммунального комплекса в целях планирования и анализа результатов снижения потребления ТЭР и создания условий для государственного контроля за их выполнением;

- разработку государственных стандартов, регламентирующих качественные характеристики ТЭР, включая торф, древесное топливо, фитомассу, рапсовое масло, другие нетрадиционные и возобновляемые источники энергии;

- определение видов энергопотребляющей продукции, которые должны сопровождаться информацией о ее энергетической эффективности;

- установление правил маркировки продукции, включая электробытовые приборы, сведениями о классе их энергоэффективности;

- разработка требований обеспечения энергоэффективности в рамках систем управления деятельностью организаций.

Установление показателей энергоэффективности в технических регламентах и государственных стандартах должно основываться на научном комплексном подходе, охватывающем вопросы добычи, производства, переработки, транспортировки, хранения и потребления топливно-энергетических ресурсов, включая использование отходов производства и применения вторичных энергоресурсов, а также методы и средства учета и контроля.

ГЛАВА 5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Потенциальные запасы и экономически обоснованные объемы использования местных энергоресурсов

Данные о запасах и объемах использования местных энергоресурсов представлены в таблице 10 и носят оценочный характер в части биомассы, солнечной и ветровой энергии, коммунальных отходов, этанола и биодизельного топлива. Добыча сланцев и бурых углей экономически неоправдана из-за их низкого качества и экономических последствий.

Таблица 10

Потенциальные запасы и возможные экономически целесообразные объемы использования местных топливно-энергетических ресурсов

Вид энергоресурсов	Потенциальные запасы	Годовой объем использования (производства, добычи)	
		2006 (факт)	2006–2010
Нефть, млн. т	58	1,78	8,7
Попутный газ, млн. м ³	3430	218,6	1050,1
Кокс нефтяной, тыс. т.у.т.	–	–	200
Торф топливный, млн. т	4000	2,11	13,7
Сланцы, млрд. т	11	–	–
Бурые угли, млн. т	151	–	–
Древесное топливо и отходы деревообработки, млн. т.у.т. в год	2,7	1,69	10,82
Гидроресурсы, млн. кВт·ч	2270	24	190
Ветропотенциал, млн. кВт·ч	2400	3,04	26,84
Биомасса, тыс. т.у.т. в год	1620	–	66
Солнечная энергия, тыс. т.у.т.	71 000	–	6,3
Коммунальные отходы, тыс. т.у.т. в год	470	–	9,6
Фитомасса, тыс. т.у.т.	640	–	2
Лигнин, тыс. т.у.т.	983	18,2	190,4
Этанол и биодизельное топливо, тыс. т.у.т.	1000	–	206,35

Развитие сырьевой базы по добыче и производству местных видов топливных ресурсов

Обеспечение высокого роста доли местных ТЭР в общем их потреблении на производство энергии требует развития сырьевой базы по каждому энергоносителю. На сегодняшний день и в прогнозируемый период наиболее значимыми в общем балансе местных ТЭР являются нефть и попутный газ, однако из-за истощения имеющихся запасов их добыча будет снижаться. Для обеспечения необходимого баланса потребуется в основном ориентироваться на увеличение добычи торфа и заготовки дров.

Добыча нефти и газа

Оптимальным направлением в развитии нефтедобычи является соблюдение условий, когда ежегодные объемы добытой нефти компенсируются ежегодными объемами приростов запасов промышленных категорий. Для Беларуси за последние пять лет компенсация не превышает 57 процентов.

Характеристика ресурсной базы нефтедобывающей отрасли в Беларуси не позволяет наращивать добычу нефти за счет разведки новых запасов, а лишь замедляет темпы ее закономерного снижения.

Обеспечение запланированных объемов добычи ископаемых ресурсов будет произведено за счет собственных средств республиканского унитарного предприятия «Белоруснефть».

Добыча торфа

Наличие запасов торфа на существующих сырьевых базах предприятий торфяной промышленности позволяет увеличить объемы добычи торфа для использования его в качестве топлива к 2010 году до 3,38 млн. тонн.

В целях обеспечения объемов необходимо увеличить потребление топливного торфа в республике в 2010 году по сравнению с 2005 годом на 1,18 млн. тонн (0,4 млн. т.у.т.) за счет строительства котельных и ТЭЦ, работающих на торфяном топливе. Кроме этого, с учетом ожидаемого выбытия площадей требуются своевременный отвод 8 тыс. га земель торфяных месторождений, введение в эксплуатацию 8,4 тыс. га площадей добычи торфа, закупка технологического оборудования для добычи, погрузки и транспорта торфа, подготовки площадей. Для поставки торфа для нужд энергетики необходимо строительство перегрузочных площадок, разгрузочных эстакад, железнодорожных путей колеи 750 и 1520 мм.

Для осуществления мероприятий по увеличению объема добычи топливного торфа потребуется до 2010 года 49,7 млн. долларов США, а всего до 2010 года – 123,1 млн. долларов США, в том числе на:

строительство площадей для добычи торфа – 73,9 млн. долларов США, из них на поддержание существующих – 49,4 млн. долларов США;

приобретение технологического оборудования – 37,7 млн. долларов США, из них на поддержание существующего – 24 млн. долларов США;

создание инфраструктуры – 11,5 млн. долларов США.

Финансирование мероприятий предусматривается за счет собственных средств организаций торфяной промышленности в объеме 13,9 млн. долларов США и средств инновационного фонда Министерства энергетики (а при их недостаточности за счет средств республиканского бюджета) в объеме 109,2 млн. долларов США.

Заготовка древесного топлива

Ресурсы топливного древесного потенциала Республики Беларусь представлены древесиной, заготавливаемой в порядке главного пользования лесов, рубок ухода за лесом, санитарных рубок, прочих рубок.

В целом по республике годовой объем использования дров и древесных отходов составляет соответственно около 1,3 и 0,3–0,4 млн. т.у.т.

Предельные возможности республики по использованию дров в качестве топлива можно определить исходя из естественного среднегодового прироста древесины, который оценивается в 25 млн. куб. м.

Основной объем лесных фондов, которые могут быть предназначены для промышленного использования, находится в ведении Министерства лесного хозяйства, остальная часть лесных фондов, не превышающая 15 процентов от общего количества и не предназначенная для рубки, – в ведении Управления делами Президента Республики Беларусь, Министерства обороны, Министерства образования.

К 2008 году планируется создание специализированных организаций в системе Министерства лесного хозяйства, занимающихся заготовкой и поставкой древесного топлива, включая топливную щепу, организациям системы Министерства энергетики, Министерства жилищно-коммунального хозяйства и организациям, финансируемым из бюджета, в необходимых объемах для производства тепловой и электрической энергии.

Требуемый объем инвестиций для увеличения заготовки и трелевки древесного сырья составляет 59 млн. долларов США. Финансирование указанных мероприятий

предусматривается за счет собственных средств организаций, кредитов банков, а также средств, направляемых в соответствии с законодательством на цели энергосбережения.

В 2007 году цена 1 т.у.т. щепы топливной, реализуемой на тепловые и электрические станции ГПО «Белэнерго» на условиях франко-склад потребителя, составила (без НДС) 82 доллара США за 1 т.у.т. (175 838 рублей/т.у.т.), цена 1 плотного кубического метра – 21,8 доллара США (46 773 рублей/т.у.т.). В последующем цена древесного топлива может повышаться с учетом экономической необходимости и при наличии соответствующего обоснования.

Большая часть отходов деревообработки образуется при производстве продукции в организациях Белорусского производственно-торгового концерна лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности. Отходы лесопиления в виде опилок и кусковых отходов в системе Министерства лесного хозяйства составляют 250 тыс. куб. м.

Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии

В качестве возобновляемых и нетрадиционных источников энергии с учетом климатических, географических и метеорологических условий республики рассматриваются гидроресурсы, ветровая и солнечная энергия, биогаз, коммунальные отходы, фитомасса, отходы растениеводства, топливный этанол и биодизельное топливо, геотермальные ресурсы.

Хотя эти источники могут в совокупности обеспечивать лишь небольшое замещение потребляемого в настоящее время топлива, их широкое применение в ближайшее время в республике очень важно по нескольким причинам. Во-первых, работа по их использованию будет способствовать развитию собственных технологий и оборудования, которые впоследствии могут стать предметом экспорта, во-вторых, эти источники, как правило, являются экологически чистыми, в-третьих, их применение само по себе обеспечивает воспитание людей к переходу от расточительной к рациональной экономике.

Гидроэнергетические ресурсы. Потенциальная мощность всех водотоков Беларуси составляет 850 МВт, в том числе технически доступная – 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт.

Основными направлениями развития малой гидроэнергетики являются сооружение новых, реконструкция и восстановление существующих ГЭС.

Особого рассмотрения требуют вопросы сооружения каскадов ГЭС на реках Сож, Днепр, Припять, так как возможные масштабы затопления прилегающих территорий ограничены зоной загрязнения радионуклидами.

Единичная мощность гидроагрегатов будет находиться в диапазоне от 50 до 5000 кВт, при этом предпочтение будет отдаваться быстроремонтируемым гидроагрегатам капсульного типа. При мощностях гидроагрегатов от 50 до 150 кВт в качестве гидрогенераторов возможно широкое использование асинхронных генераторов, как более простых и надежных в эксплуатации. Потенциал строительства ГЭС на Днепро-Бугском канале составляет порядка 1000 кВт электрической мощности.

Турбодетандерные установки. В связи с высоким развитием газификации Республики Беларусь и сохранением достаточно больших объемов потребления природного газа имеется практически неиспользуемый в настоящее время потенциал энергии, получаемый за счет снижения давления природного газа от высокого до низкого. Ориентировочно он оценивается в пределах 60 МВт. Для его использования необходимо строительство турбодетандерных установок на ряде газораспределительных станций республики, а также на газораспределительных пунктах крупных потребителей природного газа. В 2009 году ОАО «Белтрансгаз» планируется установка турбодетандера на ГРС-3 г. Могилева мощностью 3–4 МВт.

Ветроэнергетический потенциал. На территории республики выявлено 1840 площадок для размещения ветроустановок с теоретически возможным энергетическим потенциалом более 1600 МВт. В 2006 году суммарная установленная мощность ветроэнергетических установок составила 0,9 МВт, объем замещения – 0,33 тыс. т.у.т.

Имеющиеся до недавнего времени разработки, позволяющие преобразовывать энергию ветра в электроэнергию с помощью традиционных лопастных

ветроэнергетических установок, в условиях Беларуси малоэффективны. Однако современные технические решения позволяют создавать ветроэнергетические установки с пусковой скоростью ветра от 3 м/сек и номинальной скоростью эксплуатации 7–8 м/сек. Тенденция к удорожанию импортируемого природного газа повлечет за собой увеличение стоимости и электроэнергии, что существенно повысит экономическую целесообразность применения даже существующих технологий использования ветра.

Прогнозируемые годовые объемы использования ветроэнергетического потенциала для производства электрической энергии в республике к 2010 году оцениваются в 7,34 млн. кВт·ч (2,05 тыс. т.у.т.) при общей установленной мощности 4,1 МВт, а к 2012 году – 9,31 млн. кВт·ч (2,61 тыс. т.у.т.) при общей установленной мощности 5,2 МВт. Указанные объемы требуют ежегодной корректировки с учетом текущей стоимости энергоресурсов.

Биогаз. Результаты испытаний биогазовых установок для производства биогаза из отходов животноводческих комплексов подтвердили требование комплексной оценки их эффективности, так как их использование только для получения биогаза экономически невыгодно в сравнении с другими видами топлива. Однако общий эффект от получения попутных продуктов – удобрений и улучшение экологической обстановки вокруг ферм делает развитие их внедрения целесообразным.

В 2007 году планируется ввод в эксплуатацию трех пилотных проектов биогазовых установок общей мощностью 1,1 МВт.

Потенциально возможное получение товарного биогаза от всех источников оценивается в 160 тыс. т.у.т. в год.

Солнечная энергия. По метеорологическим данным в Республике Беларусь в среднем 150 дней в году пасмурных, 185 с переменной облачностью и 30 ясных, а среднегодовое поступление солнечной энергии на земную поверхность с учетом ночей и облачности составляет 243 кал на 1 кв. см в сутки, что эквивалентно 2,8 кВт·ч на кв. м в сутки, а с учетом коэффициента полезного действия преобразования 12 процентов – 0,3 кВт·ч на кв. м в сутки. Однако зарубежный опыт показывает, что удельные капиталовложения в гелиоустановки и себестоимость получаемой электроэнергии многократно превышают ее производство на других источниках. Технический прогресс в этой области, естественно, будет способствовать снижению затрат, однако для условий Беларуси в прогнозируемый период составляющая производства электроэнергии с помощью солнечной энергии будет практически не ощутима.

Основными направлениями использования энергии солнца будут гелиоводонагреватели и различные гелиоустановки для интенсификации процессов сушки и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве и других бытовых целей.

При благоприятных экономических и производственных условиях можно рассчитывать, что за счет использования солнечной энергии в прогнозируемый период возможно замещение около 5 тыс. т.у.т. в год органического топлива.

Коммунальные отходы – получение искусственного газа путем активной и пассивной газификации. Потенциальная энергия, заключенная в коммунальных отходах, образующихся на территории Беларуси, равноценна 470 тыс. т.у.т. При их биопереработке в целях получения газа эффективность составит не более 20–25 процентов, что эквивалентно 100–120 тыс. т.у.т. Кроме того, необходимо учитывать многолетние запасы таких отходов, которые имеются во всех крупных городах и создают проблемы их складирования. Только по областным городам ежегодная переработка коммунальных отходов в газ позволила бы получить биогаза около 50 тыс. т.у.т., а по г. Минску – до 30 тыс. т.у.т. Эффективность данного направления следует оценивать не только по выходу биогаза, но и по экологической составляющей, которая при такой проблеме будет основной. Существующие в республике полигоны проектировались и были построены без учета использования биогаза, поэтому недостаточная изученность ситуации не позволяет рассчитывать на освоение этого вида энергии на ближайшие 10–15 лет.

Поскольку технология сжигания неотсортированных коммунальных отходов для республики не приемлема по экологическим и экономическим соображениям, на период до 2011 года планируется реализация пилотных проектов по внедрению технологий пиролиза высококалорийной части отходов с получением синтез-газа, а также технологий получения биогаза из низкокалорийной органической части отходов и остатков сточных вод.

Фитомасса. В качестве сырья для получения жидкого и газообразного топлива можно применять периодически возобновляемый источник энергии – фитомассу быстрорастущих растений и деревьев. В климатических условиях республики с 1 га энергетических плантаций возможен сбор масс растений в количестве до 10 т сухого вещества, что эквивалентно примерно 4 т.у.т. В настоящее время определяется целесообразность использования для получения сырья площадей выработанных торфяных месторождений.

В настоящее время реализуется программа по разработке технологии выращивания быстрорастущих пород растений на выработанных торфяных площадях. Реализация данной программы рассчитана на период до 2008 года.

Отходы растениеводства. Использование отходов растениеводства в качестве топлива является принципиально новым направлением энергосбережения. Практический опыт их применения в качестве энергоносителя накоплен в Бельгии и Скандинавских странах, а в нашей республике опыт массового применения отсутствует. Общий потенциал отходов растениеводства оценивается до 1,46 млн. т.у.т. в год. Решения о целесообразных объемах их сжигания для топливных целей следует принимать сопоставляя конкретные нужды хозяйств в индивидуальном порядке. К концу прогнозируемого периода объем использования отходов растениеводства оценивается на уровне 20–30 тыс. т.у.т.

Топливный этанол и биодизельное топливо. Концерном «Белнефтехим» в связи с необходимостью повышения уровня экологической и энергетической безопасности Республики Беларусь, уменьшения зависимости национальной экономики от импорта нефти, обеспечения транспорта конкурентоспособным дизельным биотопливом на основе возобновляемого растительного сырья разработан проект Государственной программы по обеспечению производства дизельного биотоплива в Республике Беларусь.

Реализация мероприятий, обеспечивающих достижение целей и решение задач данной программы, должна осуществляться в 2007–2010 годах. Выполнение этой программы в полном объеме будет способствовать решению проблем снабжения энергоресурсами экономики страны за счет собственного возобновляемого источника: ежегодно будет производиться не менее 100 тыс. тонн дизельного биотоплива (FAME) и 2 млн. тонн смесового дизельного биотоплива, что позволит уменьшить объемы переработки нефти для нужд республики примерно на 300 тыс. тонн в год и сэкономить для республики около 100 млн. долларов США.

В 2007 году планируется произвести 1 тыс. тн FAME и 20 тыс. тн смесового дизельного биотоплива, в 2008 – не менее 2 тыс. тн FAME и 40 тыс. т смесового дизельного биотоплива, в 2009 – не менее 40 тыс. тн и 800 тыс. т, в 2010 году – не менее 100 тыс. т и 2000 тыс. т соответственно при гарантированных объемах сырьевых ресурсов (не менее 100 тыс. т рапсового масла).

Вторичные энергоресурсы

Горючие вторичные энергоресурсы. Общий их выход по республике оценивается в 580 тыс. т.у.т. в год, в том числе метановодородная фракция производства полиэтилена – 162 тыс. т.у.т., Х-масла – 14,5 тыс. , концентрат бисульфита щелока – 9,2 тыс. , льняная костра – 36,9 тыс. , отходы мазута – 2,4 тыс. т.у.т. Уровень использования горючих вторичных энергоресурсов в технологических и котельных установках составляет 70–100 процентов.

В ограниченных объемах до настоящего времени используются накопленные запасы лигнина Речицкого гидролизного завода.

На Новополоцком нефтеперерабатывающем заводе в результате модернизации производства и глубокой переработки нефти в 2010 году образуется нефтяной кокс в объеме 200 тыс. т.у.т., в 2015–2020 годах – 400 тыс. т.у.т. Указанный объем нефтяного кокса может быть использован при производстве тепловой и электрической энергии на ОАО «Нафтан», электростанциях энергосистемы, а также в промышленных печах предприятий Министерства строительства и архитектуры. Предусматривается обеспечить технологию использования нефтяного кокса на Новополоцкой ТЭЦ или на энергоисточниках ОАО «Нафтан». В целях минимизации затрат на организацию использования данного вида топлива планируется рассмотреть возможность передачи или создания совместного

предприятия Министерства энергетики и концерна «Белнефтехим» по использованию нефтяного кокса на базе Новополоцкой ТЭЦ.

Тепловые вторичные энергоресурсы. Фактическое использование в 2006 году – 4,9 млн. Гкал/год, прогноз к 2010 – до 5,9 млн. Гкал/год. Наибольший выход вторичных энергоресурсов (около 96,5 процента) имеет место на предприятиях концерна «Белнефтехим». Значительные объемы присутствуют на предприятиях Министерства архитектуры и строительства, Министерства промышленности.

Прирост использования тепловых вторичных энергоресурсов при необходимом объеме финансирования около 70 млн. долларов США к 2010 году может быть обеспечен за счет теплоутилизационных установок:

высокопотенциальных в эквиваленте около 200 тыс. т.у.т.;

средне- и низкопотенциальных в эквиваленте около 60 тыс. т.у.т.

Основными объектами с наличием тепловых вторичных энергоресурсов являются:

открытое акционерное общество «ГродноАзот»;

открытое акционерное общество «Гомельский химический завод» (блоки получения серной кислоты);

производственное объединение «Нафтан» (включая тепловые вторичные энергоресурсы при получении водорода);

открытое акционерное общество «Мозырский нефтеперерабатывающий завод».

Источником тепловых вторичных энергоресурсов является энергия, выделяемая в результате химических реакций при технологических процессах.

Указанный прирост использования тепловых вторичных энергоресурсов может быть обеспечен только при условии соблюдения запланированных на перспективу объемов переработки нефти и производства минеральных удобрений.

Достаточно высокий уровень использования тепловых вторичных энергоресурсов запланирован по предприятиям Министерства промышленности. Суммарное количество их использования к 2010 году составит около 59,25 тыс. т.у.т. при финансировании около 3,5 млн. долларов США.

Вопрос об использовании тепловых ВЭР в указанных и в других отраслях будет уточняться в ходе разработки соответствующих программ органами республиканского и местного управления.

Планируемые объемы и источники финансирования на увеличение использования местных видов топлива

В качестве источников финансирования предусматриваются:

собственные средства предприятий топливно-энергетического комплекса, накапливаемые за счет амортизационных отчислений и прибыли;

средства инновационных фондов, образуемые республиканскими органами государственного управления, иными государственными организациями, подчиненными Правительству Республики Беларусь;

средства инновационного фонда Министерства энергетики, направляемые на реализацию энергосберегающих мероприятий;

кредиты, займы и привлеченные средства;

средства республиканского и местных бюджетов, выделяемые на техническое переоснащение организациям, финансируемым из республиканского и местных бюджетов, а также на выполнение НИОКР в области использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии.

Распределение объемов инвестиций на 2006–2010 годы по источникам финансирования приведено в таблице 11.

Таблица 11

Распределение объемов инвестиций на 2006–2010 годы по источникам финансирования*

(млн. долларов США)

Источник финансирования	2006 (факт)	2007	2008	2009	2010	2006– 2010
Суммарный объем финансирования	123,6	271	290	249,8	234,5	1169
В том числе:						
инновационные фонды республиканских органов государственного управления, иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь	12,56	105,5	123,9	85,7	67,4	395,1
собственные средства организаций (в том числе кредиты банков)	24,3	96,1	112,4	80,9	75,7	389,4
Прочие источники, включая средства республиканского и местных бюджетов, средства инновационного фонда Минэнерго, направляемые на цели энергосбережения**	86,7	69,4	53,7	83,2	91,4	384,4

*Приведено суммарное финансирование на развитие добычи и использования местных и нетрадиционных источников энергии, включая научно-исследовательские и конструкторские разработки с учетом средств ГПО «Белэнерго».

**Объемы финансирования подлежат уточнению при формировании заданий по использованию местных ТЭР для республиканских органов государственного управления, облисполкомов и г. Минска на каждый следующий год. Объемы финансирования из республиканского и местных бюджетов подлежат уточнению после их утверждения.

Задания по использованию местных энергоресурсов республиканским органам государственного управления и иным государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь, приведены в таблицах 12 и 13.

Исходя из данных заданий республиканские органы государственного управления, облисполкомы и Минский горисполком ежегодно включают в программы энергосбережения мероприятия по планомерному наращиванию мощностей, использующих местные энергоресурсы, в объемах, позволяющих обеспечить выполнение указанных заданий.

Задания по отраслям по объемам добычи, производству и использованию местных ТЭР*

Таблица 12

Наименование организаций	Вид топлива	Мероприятия	Общее производство на перспективу, млн. т.у.т. по годам					Капиталовложения для увеличения использования местных ТЭР, млн. долларов США
			2006	2007	2008	2009	2010	
Концерн «Белнефтехим»	газ	добыча	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	–
	мазут	производство	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	–
	прочие виды топлива из собственной нефти	производство	0,08	0,08	0,08	0,08	0,28	–
ГПО «Белтопгаз»	торф	добыча	0,67	1,05	1,1	1,12	1,15	49,7
Концерн «Белбиофарм» (ГПО «Белэнерго»)	лигнин	производство (использование)	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	6,15
Минлесхоз, прочие держатели лесофонда	дрова и отходы лесозаготовок	заготовка и складирование	1,37	1,44	1,67	1,97	2,10–2,24	59,0
Республиканские и местные органы	прочие виды		0,65	0,65	0,67	0,68	0,69	–

государственного
управления

В том числе:

концерн «Беллесбумпром», прочие заинтересованные	отходы деревообработки	производство и частичное использование	0,32	0,33	0,35	0,36	0,37	52,5
ГПО «Белэнерго»	ГЭС	строительство и использование	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	67,6
Отрасли промышленности	тепловые вторичные энергоресурсы	использование	0,9	0,91	1,93	0,98	1	80,0
Минжилкомхоз (облисполкомы и Минский горисполком), Минсельхозпрод	коммунально- бытовые отходы, ветроустановки	строительство и использование	—	—	—	—	0,01	40,5
Итого			4,8	5,3	5,6	6,0	6,48	355,45

*Для достижения показателя использования местных энергоресурсов в размере 20,5 процента необходимо увеличить их потребление по отраслям согласно таблице 13.

Таблица 13

**Задания республиканским органам государственного управления и иным
государственным организациям, подчиненным Правительству Республики
Беларусь, по использованию местных энергоресурсов, включая тепловые вторичные
энергоресурсы и нетрадиционные, исключая создаваемые запасы, местный
природный газ и мазут, до 2010 года**

Наименование организаций	По годам				
	2006 (факт)	2007	2008	2009	2010
Минэнерго	121,94	159,75	210,65	275,45	409,05
В том числе:					
ГПО «Белэнерго»	33,7	70,9	117,8	178,4	305
ОАО «Белтрансгаз»**	3,55	3,95	3,95	3,95	9,95
ГПО «Белтопгаз»	84,69	84,9	88,9	93,1	94,1
Минжилкомхоз*	342,7	491,7	636,2	754,2	900
Минпром	52,08	62,5	72,5	87,8	104,1
Минсельхозпрод	146,8	156,8	192,8	212,8	232,8
Минстройархитектуры	39,67	44,7	46,1	48	50,3
Минобороны***	33,25	28,9	29	29,4	30,4
Минобразование*	122,79	120,1	124,1	124,3	124,5
Минтранс	31,09	35,6	37,6	39,3	42,7
Минздрав*	20,25	21,05	21,55	22,45	23,35
МВД	12,34	13,6	13,9	14,2	14,5
Минторг	0,76	0,8	1	1,1	1,1
Минсвязи	5,14	5,3	5,7	5,7	5,7
Минспорт	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
Минлесхоз	13,09	13,2	13,7	13,8	13,9

Минкультуры*	18,73	19	19,3	19,6	19,9
Мининформ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Концерн «Белнефтехим»	952,2	1016,2	1066,2	1116,2	1166,2
Концерн «Белгоспищепром»	6,41	14,4	15,1	27,6	42,1
Концерн «Беллесбумпром»	139	168,9	178,8	192,6	195,9
Концерн «Беллепром»	5,41	5,8	6	6,1	7,6
Концерн «Белбиофарм»**	4,9	5,4	5,9	6,4	7,2
Белкоопсоюз	47,1	48,9	50,2	51,4	53,4
Отпуск населению	1296	1258	1310	1352	1395
Прочие организации	138,5	168,1	203,1	241,1	264,1
Итого	3550,3	3858,9	4259,7	4641,9	5104,3

*С учетом организаций коммунальной формы собственности.

**С учетом объемов тепловых ВЭР, отпущенных сторонним организациям.

***Подлежит ежегодной корректировке с учетом передачи объектов на местных видах топлива на баланс других республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь.

ГЛАВА 6 ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ПОСТАВОК ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

В 2006 году потребность республики в котельно-печном топливе была обеспечена за счет собственных ресурсов на 17 процентов, остальные 83 процента – за счет импорта.

Структура поставок ТЭР в 2000–2006 годах была стабильна, а незначительные изменения состояли в увеличении доли поставок из России и их сокращении из других государств. В прогнозируемый период соотношение объемов местных и импортируемых энергоресурсов изменится в сторону абсолютного увеличения местных ТЭР в основном за счет дополнительного вовлечения возобновляемых источников.

Выбор возможных практически реализуемых и экономически приемлемых вариантов энергообеспечения республики, отличных от уже сложившихся, с учетом прогнозируемой схемы межгосударственных транспортных коммуникаций предельно ограничен.

Перспективным является сотрудничество на основе добычи Беларусью углеводородов в Азербайджане, Венесуэле, Иране, Казахстане.

На сегодняшний день проведены экспертные оценки различных вариантов диверсификации поставок энергоносителей и для определения конкретных мероприятий необходимо провести детальную их проработку.

Возможные варианты импорта газа

В настоящее время природный газ в Беларусь поставляется полностью из России. При рассмотрении альтернативных вариантов удовлетворения потребности республики в природном газе необходимо учитывать ряд факторов: обеспеченность запасами, экономичность и увеличение цен на газ до мирового уровня к 2011 году.

В настоящее время в среднеазиатском регионе экспортерами природного газа являются Туркменистан, Узбекистан и Казахстан. Среднеазиатский газ экспортируется (в основном, в Россию и Украину) по системе магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр» (далее – САЦ), построенной в 1974 году. Эта система проходит по территории Туркменистана, Узбекистана, Казахстана и Российской Федерации (ОАО «Газпром» выполняет функции оператора транзита туркменского газа по территории Узбекистана и Казахстана). Пропускная способность САЦ на узбекском и казахском участках около 45–50 млрд. куб. м в год. Согласно прогнозам к 2010 году по системе газопроводов САЦ планируется увеличить объем транспортировки газа до 75–90 млрд. куб. м.

Туркменистан имеет большие доказанные запасы газа (1,6 процента от мировых), которые составляют 2,9 трлн. куб. м, а геологические – до 20 трлн. куб. м. В 2006 году

добыча природного газа в Туркмении составила около 70 млрд. куб. м. Для собственных нужд используется около 14 млрд. куб. м, до 8 млрд. куб. м поставляется Ирану, поставки ОАО «Газпром» составляют порядка 50 млрд. куб. м. К 2010 году планируется довести добычу природного газа в этой стране до 110 млрд. куб. м.

Транспортировка туркменского газа в Беларусь возможна по системе газопроводов САЦ через компрессорную станцию (далее – КС) «Александров Гай», расположенную на территории России. Однако следует учитывать наличие долгосрочных контрактов на закупку практически всех экспортных объемов туркменского газа ОАО «Газпром», а также обязательства Туркменистана перед КНР в объемах, превышающих существующий уровень добычи газа. Кроме того, пропускная способность САЦ не может в ближайшей перспективе обеспечить дополнительных объемов прокачки газа для Беларуси. Иных путей транспортировки природного газа из Туркменистана нет.

Доказанные запасы природного газа Республики Казахстан составляют 3 трлн. куб. м. В 2006 году в Казахстане было добыто 25,65 млрд. куб. м природного газа. В соответствии со стратегией развития отрасли добыча газа увеличится к 2010 году до 47 млрд. куб. м, к 2015 году – до 52 млрд. куб. м.

Между ОАО «Газпром» и «Интергаз Центральная Азия» подписаны соглашения о транспортировке российского и среднеазиатского газа по территории Казахстана в 2006–2010 годах. Эти документы предусматривают рост объемов транзита туркменского и узбекского газа по газопроводам «Средняя Азия–Центр» и «Бухара–Урал» через Казахстан до 55 млрд. куб. м в год. С учетом ранее заключенных с ОАО «Газпром» контрактов в настоящее время в Казахстане нет свободных объемов газа для поставки в Беларусь.

Иран располагает вторыми в мире (после Российской Федерации) запасами природного газа, доказанные запасы составляют около 26,74 трлн. куб. м. Добыча газа составляет 87 млрд. куб. м в год. Однако почти весь добываемый газ реализуется внутри страны. В настоящее время отсутствует инфраструктура поставки газа в направлении Беларуси. С учетом планов развития газовой отрасли Исламской Республики Иран реализация совместных проектов по добыче и транспортировке иранского природного газа возможны не ранее 2011 года.

Доказанные запасы газа в Азербайджане составляют 1,37 трлн. куб. м, или 0,8 процента в общемировых запасах. Добыча газа пока незначительна и в 2006 году достигла лишь 6,7 млрд. куб. м. Азербайджан импортирует свыше 50 процентов необходимого газа. Потребление газа растет приблизительно на 10–13,5 процента в год.

Предполагается, что в 2008–2009 годах его добыча превысит 18 млрд. куб. м, а к 2020 году составит от 32 до 57 млрд. куб. м. Азербайджан завершает создание газотранспортной инфраструктуры для экспорта природного газа (в основном с использованием турецких транспортных коридоров).

В среднесрочной перспективе не представляется возможной прямая поставка физических объемов природного газа в Беларусь ввиду отсутствия инфраструктуры его поставки.

Возможные варианты импорта нефти

В настоящее время обеспечение нефтью НПЗ Беларуси ориентировано на поставки из России как по системе нефтепроводов «Дружба», так и по нефтепроводу «Сургут – Полоцк».

Мощность нефтепроводов, приведенных в таблице 14, обеспечивает перекачку как экспортного объема российской нефти, так и поставку нефти на НПЗ Беларуси.

Таблица 14

Характеристика входящих и выходящих нефтепроводов Беларуси

Наименование нефтепроводов	Год ввода в эксплуатацию	Ду, мм	Протяженность, км	Количество НС	Проектная пропускная способность, млн. тонн в год
----------------------------	--------------------------	--------	-------------------	---------------	---

Входящие нефтепроводы из России					
Унеча–Полоцк I	1964	820	383	1	24
Унеча–Полоцк II	1974	820	383	1	16
Сургут–Полоцк (кон. участок по территории Беларуси)	1981	1020	83		40
Унеча–Мозырь I	1963	820	183	2	28,8
Унеча–Мозырь II	1972	1020	183	2	46
Итого	–	–	–	–	154,8
Выходящие нефтепроводы в направлении Латвии, Литвы, Польши, Украины					
Полоцк–Вентспилс	1968	720	113	1	16
Полоцк–Биржай–Мажейкяй	1977	720	422	1	16
Мозырь–Брест I	1963	630	444	4	11
Мозырь–Брест II	1971	820	444	4	23
Мозырь–Брест III	1999	720	444	4	16
Мозырь–Броды I	1963	720	32	1	14
Мозырь–Броды II	1973	720	32	1	14
Итого	–	–	–	–	110
Итого разность проектных пропускных способностей входящего и выходящего нефтепроводов	–	–	–	–	44,8

В качестве альтернативы существующей схеме поставок возможны следующие направления:

южное – через порты на Черном море (Одесса);

северное – через порты на Балтийском море (Вентспилс, Бутинге, Клайпеда).

Поставщиками могут быть страны – экспортеры нефти, ведущие добычу как в районах Северного моря (Англия, Норвегия), в зоне Персидского залива (страны Ближнего и Среднего Востока) или страны Средней Азии и Каспийского региона (Казахстан и Азербайджан).

Для северного варианта необходима организация обратной перекачки нефти по нефтепроводу из порта «Вентспилс» (замена трубы 6 км, строительство НПС и системы учета нефти, изменение технологических схем промежуточных насосных станций «Джуксте» и «Скрудалиена», строительство резервуарного парка объемом 100 – 150 тыс. куб. м). Необходимые инвестиции составляют порядка 40 млн. долларов США.

Для доставки нефти по южному варианту необходимы следующие объемы инвестиций (требуют уточнения, в случае принятия решения о реализации проекта) и проведение мероприятий:

в случае использования комбинированного маршрута доставки нефти (по магистральному нефтепроводу «Одесса–Броды», перевалка в вагоноцистерны на эстакаде в Бродях и дальнейшей транспортировки по железнодорожной дороге) инвестиций не требуется.

при сокращении транзита российской нефти и использовании действующих магистральных нефтепроводов – строительство перемычки «Бобовичи–Костюковичи» протяженностью 205 км, требуемые инвестиции порядка 120 млн. долларов США (определено технико-экономическим обоснованием, выполненным в 2004 году, и требует уточнения);

при сохранении существующих объемов транзита российской нефти – строительство участка нефтепровода протяженностью порядка 800 км: трех нефтеперекачивающих станций и восстановление нефтеперекачивающей станции Костюковичи. На эти мероприятия потребуется порядка 530 млн. долларов США (определено технико-экономическим обоснованием, выполненным в 2004 году, и требует уточнения).

Для южного варианта возможно использование нефтепровода «Баку–Супса», а также приобретенных Казахстаном нефтеналивных терминалов в Грузии и Украине. Это сделает возможным доставку казахстанской нефти в Беларусь, в том числе и железнодорожным транспортом через Украину.

Рассмотренными путями возможно организовать поставки нефти к 2010 году до 20 процентов от общего потребляемого объема, необходимого для загрузки мощностей белорусских НПЗ.

Наряду с техническими вопросами следует провести анализ законодательной базы сопредельных государств по вопросу транзита энергоносителей. В случае выявления в ней норм, которые могут воспрепятствовать транзиту энергоносителей для нужд Беларуси по территории этих государств, предусмотреть включение в проекты двусторонних соглашений положений, позволяющих осуществлять белорусский транзит энергоносителей. Также необходимо продолжить проработку вопроса об участии белорусских компаний в разработке месторождений и добычи нефти за пределами Республики Беларусь (в Венесуэле, Иране, Азербайджане).

Возможные варианты импорта угля

Целесообразность существенного увеличения использования угля в энергетическом балансе республики определяется объемом его запасов, достаточным для использования на длительную перспективу, ценами на уголь с учетом транспортных затрат, возможностями его импорта от различных поставщиков, то есть их диверсификации, и заключения долгосрочных контрактов на его поставку. Так, из-за значительного объема мировых запасов угля порядка 1 трлн. тонн прогнозируемые темпы роста цен на уголь значительно ниже, чем на нефть и газ.

Для условий республики наиболее вероятными поставщиками в течение достаточно длительного периода могут быть (с учетом имеющихся запасов и расстояния до границ Беларуси) Польша, Украина и Россия. В меньшей степени имеется возможность использовать Европейскую биржу на условиях поставки в европейские порты (Амстердам, Роттердам и др.) из других регионов (ЮАР, Венесуэла, Колумбия, Австралия, Индонезия и др.) и далее через порты в Балтийском море (Россия, Литва, Латвия) железнодорожным транспортом в республику.

Возможные варианты импорта электроэнергии

Для обеспечения возможного с точки зрения экономической целесообразности импорта электроэнергии в Республику Беларусь в период до 2010 года предусматриваются варианты поставок из России, Украины и Литвы. По существующим межгосударственным линиям электропередачи имеется возможность передачи мощности из России – 1200 МВт, Украины – 800 МВт, Литвы до 2200 МВт. С учетом планируемой в 2009 году остановки Игналинской АЭС энергосистема стран Балтии становится дефицитной. Наиболее вероятными и технически реализуемыми в 2010 году являются варианты импорта электроэнергии из России и Украины.

Получение электроэнергии от энергосистемы России. Учитывая изменения баланса электроэнергии в электрическом кольце Беларусь–Россия–Прибалтика после остановки первого реактора Игналинской АЭС и намечаемой остановкой второго реактора Игналинской АЭС в 2009 году, импорт электроэнергии из Российской Федерации в объемах 2007 года на уровне 3,3 млрд. кВт·ч в год может быть обеспечен по существующим ЛЭП. Однако следует учитывать, что сезонный дефицит электроэнергии уже сейчас ощущается в 16 российских регионах, в 5 из них, включая города Москву и Санкт-Петербург, ситуация близка к критической. В связи с этим можно ожидать, что Российская Федерация сосредоточится на удовлетворении внутренних потребностей в электроэнергии, а ее экспорт будет осуществляться в исключительных случаях и, скорее всего, только по ценам, значительно превышающим внутрироссийские.

Получение электроэнергии от энергосистемы Украины. В настоящее время энергосистема Украины имеет ряд АЭС (Хмельницкая, Ровенская), находящихся вблизи границы с Республикой Беларусь, и достаточно разветвленную сеть напряжением 330 и

750 кВ. Синхронная работа с украинской энергосистемой с использованием существующих межгосударственных линий между энергосистемами Украины и Беларуси позволяет осуществить поставки электроэнергии до 3,5 млрд. кВт·ч в год.

Для увеличения возможного импорта электроэнергии из Украины необходимо строительство новой ЛЭП. В настоящее время с украинской стороны ведутся переговоры о строительстве межгосударственной линии электропередачи напряжением 330 кВ «Ровенская АЭС (Украина) – подстанция «Микашевичи» (Республика Беларусь)» и поставках электрической энергии из Украины. В случае строительства данной ЛЭП возможности импорта электрической энергии из Украины возрастут до 6 млрд. кВт·ч в год.

Увеличение объемов хранения природного газа

Объемы активного газа в существующих подземных хранилищах газа (далее – ПХГ) составляют 0,66 млрд. куб. м: Осиповичское ПХГ – 0,36 млрд. куб. м, Прибугское ПХГ – 0,3 млрд. куб. м.

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 15 июня 2007 г. № 283 «О некоторых вопросах строительства Мозырского и Прибугского подземных хранилищ природного газа» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2007 г., № 148, 1/8680) в 2007–2012 годах будут выполнены работы по:

расширению к 2011 году активного объема газа в Прибугском ПХГ до 0,6 млрд. куб. м;

вводу к 2010 году в эксплуатацию Мозырского ПХГ с активным объемом газа 0,24 млрд. куб. м, с перспективой его развития к 2015 году до 0,8 млрд. куб. м и до 1 млрд. куб. м к 2020 году.

Кроме того, предусматривается создание ПХГ на Нежинской площадке, разведочные работы на которой будут проведены в 2007–2010 годах. При положительных результатах разведочных работ к 2016–2020 годам будет создано Нежинское ПХГ с активным объемом газа до 2,5 млрд. куб. м.

ГЛАВА 7 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ

Существующая тарифная политика требует совершенствования, так как действующие тарифы на энергию по группам потребителей во многом не отражают действительного уровня затрат на производство, передачу и распределение энергии и их рыночную стоимость.

Сущность совершенствования тарифной политики на 2006–2010 годы заключается в следующем.

Тарифы на электроэнергию должны оставаться едиными по республике по группам потребителей, исключая индивидуальные подходы к юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям в отдельных областях.

Тарифы на теплоэнергию, производство и потребление которой имеет локальный характер, устанавливаются в областях (г. Минске) юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям индивидуально, за исключением тарифов для населения, которые должны быть едиными по республике.

Экономический метод распределения топливных затрат, при котором эффект от комбинированного производства электрической и тепловой энергии относится в основном на теплоэнергию, должен оставаться в основе формирования тарифов.

Переход на тарифы на энергию по точкам подключения, а в дальнейшем по уровням напряжения осуществляется в рамках Концепции по ценообразованию в Республике Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 20 июля 2005 г. № 799 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2005 г., № 120, 5/16291), и иных государственных программ социально-экономического развития Республики Беларусь в 2006–2010 годах.

Тарифы на энергию должны балансировать интересы производителей и потребителей энергии.

При получении народнохозяйственного эффекта от строительства локального источника энергии и получении разрешения на строительство потребитель при наличии у

него потребности в резерве мощности энергосистемы может заключить возмездный договор с энергоснабжающей организацией о содержании резерва мощности для него, при этом при формировании тарифов на энергию необходимо составлять кроме баланса электрической энергии, баланс электрической мощности, что позволит обосновывать размер платы за единицу мощности, в том числе за ее резервирование.

В целях создания для потребителей энергии альтернативных вариантов осуществления расчетов за потребленную энергию, выравнивания графика нагрузок и, как следствие, снижения затрат и удельных расходов условного топлива необходимо:

осуществить поэтапное по мере оснащения потребителей реального сектора экономики и населения соответствующими приборами учета расширение сферы применения тарифов, дифференцированных по зонам суток, на всех потребителей реального сектора экономики и население;

определить оптимальное соотношение между основной и дополнительной платой по промышленным и приравненным к ним потребителям 750 кВА и выше в условиях действия зонных тарифов, стимулирующее уход этих потребителей из пиковой зоны нагрузок и способствующее выравниванию графика нагрузок энергосистемы;

в целях стимулирования предприятий и населения к выравниванию потребляемой мощности в дневное и ночное время предусмотреть возможность осуществления расчетов за потребленную электрическую энергию по дифференцированным по временным периодам тарифам;

обеспечить апробирование интервально-дифференцированных тарифов на электроэнергию для промышленных и приравненных к ним потребителей, имеющих установленную мощность 2000–3000 кВт и автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии;

перейти на более глубокую, технически и экономически обоснованную дифференциацию тарифов на тепловую энергию в зависимости от технических параметров теплоносителя;

ликвидировать перекрестное субсидирование в тарифах на энергию путем поэтапного повышения тарифов на энергию для населения до полного возмещения последними затрат на полезноотпущенную энергию со снижением тарифов на энергию для потребителей реального сектора экономики.

Выполнение мероприятий Государственной программы (повышение эффективности использования топлива для производства энергии, снижение эксплуатационно-ремонтных затрат вследствие модернизации основного оборудования энергосистемы, снижение потерь при передаче электрической и тепловой энергии и т.д.) позволит частично компенсировать ожидаемый рост цен на импортируемые энергоресурсы.

ГЛАВА 8

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ ПРАВОВОЙ БАЗЫ

В условиях развития рыночных отношений в Республике Беларусь, а также с учетом жестких связей по энергоносителям с Россией совершенствование модернизации и развитие отраслей топливно-энергетического комплекса республики (далее – ТЭК) невозможно без формирования соответствующей нормативной правовой базы, регулирующей деятельность ТЭК и в особенности законодательной, определяющей основные направления и принципы развития и функционирования отраслей ТЭК в условиях конкуренции, более жесткого регламентирования государственного участия в хозяйственных отношениях, работы в едином экономическом пространстве Беларуси и России.

Формирование нормативной правовой базы ТЭК должно опираться на следующие исходные предпосылки.

Отрасли, входящие в состав ТЭК, представляют собой естественные монополии, надежность и эффективность функционирования которых во многом зависит от наличия единого управления всеми стадиями производства, транспортировки и распределения энергоносителей во взаимосвязи с потребителями.

ТЭК оказывает определяющее воздействие на деятельность всех отраслей экономики и социальной сферы, что предопределяет необходимость законодательного закрепления

отраслей ТЭК как базовых с приоритетом благоприятных условий развития и функционирования в рыночных условиях.

Особенности энергетического производства (одновременность производства и потребления продукции) требуют создания и постоянного содержания в работе соответствующих мощностей, требуемых запасов топлива, материалов и оборудования, так как перерывы в энергоснабжении наносят ущерб экономике, во много раз превышающий стоимость недопоставленных энергоносителей.

Для обеспечения требуемой энергетической безопасности республики в условиях ограниченных собственных энергоносителей необходимо осуществлять диверсификацию энергоснабжения как по вариантам импорта (различные государства, поставщики), так и по основным видам энергоносителей (газ, нефть, уголь, ядерное топливо, электроэнергия).

Учитывая инерционность и высокую капиталоемкость отраслей ТЭК, длительные сроки строительства объектов ТЭК и длительные сроки возврата капитала, энергетическая политика государства должна ориентироваться на полное и своевременное возмещение затрат на приобретение, преобразование и транспорт энергоносителей.

Наличие потенциальной возможности крупномасштабных аварий объектов ТЭК обуславливает необходимость в условиях приватизации обеспечения контроля государства за безопасным состоянием и эксплуатацией этих объектов, а также притока инвестиций для своевременного восстановления и модернизации оборудования.

Жесткая взаимосвязь источников электроэнергии, а также процессов производства (преобразования), транспортировки и потребления других видов энергоносителей требует проведения единой технической политики по многим видам оборудования, техническим средствам контроля, учета, связи, сборки и обработки информации, совместимого математического обеспечения многоуровневых автоматизированных систем управления технологическими процессами, а также принятия соответствующих нормативных документов, регламентирующих условия надежного функционирования не только отдельных объектов, но и всей системы энергообеспечения в целом.

Необходимость особого правового регулирования деятельности ТЭК исходит из объективной невозможности урегулирования общеправовыми актами специфики отношений производственно-хозяйственных субъектов энергетики с потребителями ТЭР.

В энергетике, как ни в какой из других сфер экономических отношений, ярко выраженной особенностью является наличие государственной формы организации, которая, с одной стороны, по своим целям и содержанию требует реализации особых государственных интересов, а с другой – должна функционировать на общих принципах, присущих рыночной экономике.

Потребность в создании системы правового регулирования энергетики возрастает с учетом процессов акционирования в отраслях ТЭК, формирования многообразия форм собственности и видов предпринимательской деятельности, обеспечения социальной защиты населения и некоторых других факторов.

Исходя из изложенного дальнейшее развитие нормативной правовой базы в области энергетики должно осуществляться с учетом необходимости формирования правового поля ТЭК, представляющего совокупность взаимоувязанных нормативных правовых актов, обеспечивающих реализацию единой политики государства при регулировании деятельности ТЭК. При разработке проектов нормативных правовых актов необходимо также учитывать требования Энергетической Хартии, договора к ней и других международных документов.

В целях упорядочения нормотворческого процесса в областях ТЭК целесообразно разработать программу нормативного обеспечения этих отраслей, которая должна быть ориентиром для всех структур, занятых разработкой нормативных правовых актов, и позволит избежать дублирования некоторых положений.

Базовые документы

В области энергообеспечения необходимо принятие и совершенствование действующих законодательных актов, определяющих правовые, экономические и социальные основы функционирования и развития отраслей ТЭК, а также их место и роль в экономике республики, в том числе:

регулирующих отношения между государством и организациями в области производства и использования энергоресурсов, создающих условия для энергообеспечения и повышения эффективности производства и использования энергии;

устанавливающих степень участия государства в управлении отраслями ТЭК и регулирования цен и тарифов на энергоресурсы;

стимулирующих приток инвестиций в техническое перевооружение, разработку и внедрение менее энергоемких машин и технологий, оборудования и аппаратов;

регламентирующих основные направления реструктуризации отраслей ТЭК;

разграничивающих функции республиканского и местных исполнительных и распорядительных органов в области обеспечения ТЭР государственного управления;

регламентирующих основные принципы формирования и функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности, а также рынка других видов энергоносителей;

гарантирующих государственную защиту потребителям ТЭР;

содействующие увеличению использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии в ТЭК;

устанавливающих упрощенный порядок согласования и утверждения нормативных показателей потребления ТЭР;

обеспечивающих энергетическую безопасность.

Помимо законодательных актов существенным компонентом правовой основы регулирования энергообеспечения должны быть нормативные правовые акты, позволяющие оперативно реагировать на любые изменения ситуаций. К ним в первую очередь необходимо отнести технические нормативные правовые акты, в том числе стандарты энергопотребления, правила учета и контроля энергоносителей, пользования ими в этой области.

Необходимо максимально упростить статистическую отчетность топливно-энергетического комплекса с исключением дублирования статистических показателей в формах централизованных и нецентрализованных государственных статистических наблюдений.

С учетом внедрения рыночных принципов хозяйствования в электроэнергетической отрасли требуется разработка и принятие Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике».

Учитывая перспективу строительства АЭС, необходимо принять меры по формированию законодательства республики в области использования ядерной энергии. К таким мерам, в первую очередь, относится разработка и принятие Закона Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии».

В области разведки и добычи различных видов топлива на территории республики следует разработать нормативные правовые акты, регулирующие отношения, связанные с заключением и выполнением концессионных договоров организациями различных форм собственности.

Правовые основы формирования собственности в отраслях топливно-энергетического комплекса

Во избежание обвального характера происходящих изменений в отношениях собственности и системы управления в отраслях ТЭК должны быть определены особенности и стратегическая направленность действий в соответствии со складывающейся обстановкой.

Основные из них:

отраслевые критерии целесообразности приватизации тех или иных организаций;

определение структуры отраслей, обеспечивающей в условиях акционирования необходимую управляемость предприятиями ТЭК со стороны государства;

возможная корректировка нормативных правовых актов республики в части классификации объектов отраслей ТЭК, приватизация которых запрещается.

Изложенные предложения целесообразно сконцентрировать в едином нормативном правовом акте, определяющем особенности преобразования в акционерные общества государственных организаций отраслей ТЭК.

Правовые основы формирования энергетического рынка

Разработка правовой системы организации рыночной среды в отраслях ТЭК Республики Беларусь должна быть ориентирована на некоторый переходный период, обеспечивающий плавность вхождения в сферу конкурентности при оптовой и розничной купле-продаже энергоносителей и мощности.

Правовая система энергетического рынка на первом этапе должна обеспечить:
достаточный уровень конкуренции между поставщиками мощности и энергии;
возможность расширения участников рынка, как за счет привлечения новых потребителей, так и независимых поставщиков энергии;

возможность заключения договоров на поставку энергии различной стоимости от долгосрочных соглашений до оперативных поставок по суточным и по часовым заявкам;

гарантии открытого доступа (без каких-либо ограничений) к единой транспортной сети, которая должна рассматриваться как естественный монополист;

создание объективной и экономически обоснованной методики отбора источников генерации для покрытия графиков нагрузки рынка, а также поставщиков топлива, что должно способствовать минимизации отпускных цен на энергию и топливо на оптовом рынке;

наличие информационной сети рынка, охватывающей всех его участников и обеспечивающей обмен информацией в реальном времени;

оптимизацию режимов работы поставщиков энергии, включая стадии ее генерации, передачи и распределения;

обоснованное и объективное определение затрат на генерацию, передачу и распределение энергии;

формирование системы тарифов на продаваемую энергию и цен на топливо с объективным учетом инвестиционной, транспортной, инфраструктурной и экологической составляющей;

ценовую стабильность на энергорынке для каждого из субъектов, по крайней мере на переходный период;

полномасштабное внедрение систем коммерческого учета топлива, энергии и мощности, обеспечивающих обязательные взаиморасчеты между всеми юридическими лицами рынка за фактически реализованный товар с привязкой к условиям выполнения договорных обязательств и оперативных соглашений;

обязательность экспертного заключения органа диспетчерского управления о технологической реализуемости договоров, заключаемых на рынке;

жесткую иерархическую координацию диспетчерского управления всеми технологическими процессами и координацию коммерческой деятельности участников рынка;

создание механизмов компенсации упущенной прибыли поставщиков, исключенных из графика покрытия нагрузки или ограниченных в объемах поставки на часовых интервалах по причине ограниченной пропускной способности транспортных сетей энергорынка;

возможность оперативного изменения ряда механизмов функционирования энергорынка в соответствии с системой государственного регулирования ценообразования;

необходимость сохранения основных технологических и экономических преимуществ естественной монополии при неизбежности внедрения государством механизма демополизации отрасли.

Первоочередными документами, регламентирующими работу энергетического рынка, должны стать:

нормативные правовые акты, регулирующие отношения субъектов энергетического рынка между собой и с органами государственного управления, определяющие принципы формирования структуры оптового продавца и покупателя энергии на республиканском и областном уровнях, их функции и права;

методики формирования и регулирования тарифов на энергию на всех ступенях купли-продажи;

нормативные правовые акты, регулирующие оптовый и потребительский рынок энергии, включая акты о защите прав потребителей электрической и тепловой энергии.

Для государственного регулирования энергетического рынка и выбора правильных ориентиров проведения политики демополизации необходимо создать республиканский орган регулирования энергетического рынка, вменив ему в обязанность также весь комплекс вопросов, связанных с политикой ценообразования и лицензирования.

Учитывая расширяющуюся практику создания собственных электростанций на предприятиях, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», необходима разработка правовых актов, регулирующих вопросы согласования, проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей, а также порядок продажи выработанной электроэнергии субъектам хозяйствования с использованием существующих сетей энергосистемы.

Совершенствование нормативной правовой базы в части стимулирования использования местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых энергоносителей

Анализ законодательств европейских стран, стран Балтии и СНГ, а также Республики Беларусь показывает, что основным шагом на пути стимулирования использования местных видов топлива (далее – МВТ), нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (далее – НВИЭ) на ближайшие годы в Республике Беларусь является разработка и усовершенствование нормативной правовой базы в сфере производства и использования МВТ и НВИЭ в целях закрепления в законодательстве необходимости обеспечения государственной поддержки развития такого направления.

В этих целях должен быть разработан базовый нормативный правовой акт, направленный на создание условий для развития отношений в сфере производства и использования НВИЭ, для создания благоприятных условий приоритетного использования данных источников энергии в целях охраны окружающей среды и уменьшения зависимости Республики Беларусь от импортируемого топлива. Целью указанного акта является создание правовой основы для реализации государственной политики в сфере производства и использования НВИЭ, направленной на:

- увеличение объемов производства и потребления энергии, произведенной из НВИЭ;
- развитие технологий и оборудования производства энергии нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии.

На законодательном уровне необходимо предусмотреть меры экономического, финансового стимулирования вовлечения в топливно-энергетический баланс и использования на территории Республики Беларусь МВТ и НВИЭ по следующим основным направлениям:

- формирование ценовой политики на НВИЭ, производимую из НВИЭ, стимулирующей их использование;

- гарантированное присоединение производителей энергии, производимой из НВИЭ, к тепловым и электрическим сетям;

- стимулирование производителей, использующих произведенную ими энергию из НВИЭ для осуществления своей хозяйственной деятельности, а также потребителей, осуществляющих использование энергии, производимой из НВИЭ;

- стимулирование инвестиционной деятельности и внедрения новейших технологий в производство и использование нетрадиционных НВИЭ, в том числе создание в соответствии с законодательством Республики Беларусь благоприятных условий национальным и иностранным инвесторам.

2. Закрепить подходы к развитию научной, научно-технической и инновационной деятельности в части внедрения и использования МВТ и НВИЭ, включая:

- интеграцию интеллектуальных и финансовых ресурсов в Беларуси для решения задач по использованию МВТ и НВИЭ;

- выполнение научно-исследовательских работ в целях реализации пилотных энергоэффективных проектов, способствующих широкому внедрению соответствующих установок для использования МВТ и НВИЭ в промышленности, на транспорте и других сферах;

- стимулирование научной деятельности по использованию МВТ и НВИЭ, в рамках которой будет осуществляться подготовка научных кадров, поддерживая учреждения

образования страны, начавшие обучение специализированных кадров для нетрадиционной энергетики;

финансирование проектов, связанных с опытными испытаниями и демонстрацией установок по использованию МВТ и НВИЭ.

4. В рамках развития международного сотрудничества предусмотреть установление постоянных контактов с ЮНЕСКО, Европейской комиссией и другими международными организациями по разработке и реализации проектов в области развития энергетики.

В первую очередь необходимо изменить порядок формирования тарифов на тепловую энергию, отпускаемую от объектов малой энергетики и НВИЭ.

ГЛАВА 9

НАУЧНОЕ, КАДРОВОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ

Научное обеспечение

Выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ является необходимым для:

проведения модернизации основных фондов, замены оборудования, ввода новых энергоисточников, оптимальных по экономичности, надежности и экологии, повышения эффективности энергопотребления;

создания в течение 2006–2010 годов научного задела в целях последующего развития системы энергоснабжения и энергоиспользования на основе вовлечения качественно новых элементов структуры экономики, связанных с использованием отечественных запасов ТЭР, потенциала возобновляемых источников, атомной и водородной энергетики и др.

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

1. Повышение эффективности использования ТЭР:

применение новых энергосберегающих технологий и более совершенного оборудования в целях снижения потерь энергоресурсов и энергии;

применение организационно-экономического механизма стимулирования внедрения энергосберегающих технологий и оборудования во всех отраслях экономики и в социальной сфере;

использование вторичных энергоресурсов;

совершенствование нормативной правовой базы в области энергосбережения;

оптимизация структуры тарифов на тепловую и электрическую энергию;

оптимизация схем и параметров когенерационных установок для конкретных условий;

модификация белорусских двигателей внутреннего сгорания для создания на их базе газопоршневых агрегатов и разработка отечественных теплообменных аппаратов для них;

применение новых материалов, снижающих энергоемкость продукции;

применение эффективных и экономичных теплоаккумуляторов;

применение экономичных схем использования теплонасосных установок в теплоснабжении.

2. Использование местных и возобновляемых источников энергии:

модернизация существующего и разработка нового топливоиспользующего оборудования для сжигания местных видов топлива;

развитие и разработка технологии добычи, газификации и сжигания бурых углей;

развитие и разработка технологии использования сланцев и горючих отходов в энергохимическом производстве;

повышение коэффициента полезного действия котлов на местных видах топлива за счет применения технологии кипящего слоя;

применение комбинированных установок для сжигания местных видов топлива и традиционных энергоносителей (природный газ, уголь, мазут);

использование когенерационных установок на местных видах топлива;

оптимизация схемы производства и поставок биотоплива;

оценка потенциала геотермальной энергии и разработка основ технологии применения геотермии в условиях Беларуси;

обоснование эколого-экономической целесообразности создания микро-ГЭС на малых водотоках Республики Беларусь;

обеспечение закладки и развития питомников для широкомасштабного внедрения технологии «энергетических» посадок быстрорастущих видов древесно-кустарниковых пород в различных регионах Беларуси, включая посадки в зонах, загрязненных радионуклидами с применением экологически чистых технологий;

разработка технологии утилизации золы при сжигании древесины и торфа;

проведение исследования и оптимизации энергоэффективности источников на основе гелиосистем, энергии ветра и геотермальной энергии;

промышленное получение и использование биогаза на скопившихся в республике многолетних запасах коммунальных отходов.

3. Развитие и модернизация энергетических мощностей:

разработка прогнозов спроса на энергетические ресурсы с учетом перспективных планов развития экономики;

оптимизация режимов работы энергоисточников и распределения нагрузок энергосистемы;

выбор оптимальной мощности блоков АЭС и оптимальных способов регулирования нагрузки в энергосистеме;

выбор оптимальной технологии и оборудования для сооружения ТЭС на угле;

технико-экономическое обоснование и оптимизация затрат при реализации планов модернизации энергетических мощностей;

оптимизация схем теплоснабжения для конкретных районов и объектов;

применение автоматизированных систем управления энергоисточниками;

совершенствование технологий сжигания топлива и снижение выбросов загрязняющих веществ;

повышение надежности электропередающих и распределительных систем;

снижение потерь в тепловых сетях;

разработка программных модулей и создание базы данных первичной информации для оценки состояния энергетической безопасности;

разработка системы мер по снижению вероятности угроз энергетической безопасности и обеспечению работы топливно-энергетического комплекса республики в чрезвычайных ситуациях;

создание системы мониторинга энергетической безопасности.

Научное обеспечение Государственной программы формируется в установленном для государственных научно-технических программ порядке.

Финансирование работ осуществляется из государственного бюджета (не более 50 процентов от общей стоимости) и внебюджетных источников, включая собственные средства предприятий, инновационные фонды республиканских органов государственного управления, иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь.

Кадровое и информационное обеспечение

Тенденции научно-технического прогресса и развития образования требуют дальнейшего укрепления и совершенствования непрерывной многоуровневой системы образования, поиска и развития новых форм обучения основам энергосбережения в общеобразовательных учреждениях.

Принятие Закона Республики Беларусь «Об энергосбережении» позволило создать информационно-образовательную систему в области энергосбережения, организовать подготовку специалистов по новой специальности «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент», ввести в высших учреждениях образования учебный курс «Основы энергосбережения» и в средних специальных учреждениях образования – курс «Охрана окружающей среды и энергосбережение».

Развитие многоуровневой системы образования в области энергетики, создание системы открытого образования будет осуществляться путем:

подготовки кадров для традиционной и атомной энергетики;

совершенствования системы подготовки и повышения квалификации кадров в сфере энергосбережения с расширением сети вузов, готовящих специалистов в этой сфере;

совершенствования системы повышения квалификации кадров для энергетики, коммунальной и промышленной теплоэнергетики;

обучения основам энергосбережения в учреждениях, обеспечивающих получение дошкольного образования, общеобразовательных учреждениях;

организации семинаров и учебы специалистов в рамках реализации международных инвестиционных проектов по энергосбережению в Республике Беларусь;

направления белорусских специалистов в сфере энергосбережения, использования местных видов топлива и нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, атомных энергетических технологий на подготовку и переподготовку в зарубежные страны.

Реализацию кадрового обеспечения Государственной программы осуществляет Министерство образования.

В целях оказания информационной поддержки необходимо обеспечить:

проведение средствами массовой информации разъяснительной работы о важности экономии ТЭР для сохранения темпов социально-экономического развития и суверенитета страны;

организацию широкомасштабной информационно-пропагандистской деятельности с демонстрацией преимуществ внедрения технологий, оборудования, изделий и материалов с использованием местных видов топлива и нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;

проведение научно-технических, практических, обучающих семинаров, конференций международного, республиканского, областного уровней, организация специализированных международных выставок, формирование тематических экспозиций;

издание специализированных журналов, наглядной агитации, учебно-методических пособий, детской познавательной литературы по энергосбережению;

ведение тематических рубрик по энергосбережению в республиканских, областных и районных периодических изданиях;

создание и демонстрацию социальной рекламы, научно-популярных видео- и кинофильмов;

расширение информационного поля в глобальной компьютерной сети Интернет.

Реализацию информационного обеспечения Государственной программы осуществляет Министерство информации совместно с заинтересованными органами государственного управления.

ГЛАВА 10

МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ

Для обеспечения согласованных действий всех юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, республиканских и местных органов власти в Правительстве Республики Беларусь под руководством Первого заместителя Премьер-министра Республики Беларусь, курирующего вопросы топливно-энергетического комплекса, создается рабочая группа из представителей республиканских и местных органов власти в целях разработки мероприятий по реализации Государственной программы, формирования предложений, которые будут вноситься в Совет Министров Республики Беларусь, а также рекомендаций по выполнению мероприятий.

Правительство Республики Беларусь по предложению республиканских органов государственного управления с учетом факторов развития экономики и топливно-энергетического комплекса при формировании ежегодных мероприятий по реализации Государственной программы, может вносить корректировки в настоящую программу при условии сохранения выполнения основных конечных результатов реализации Государственной программы.

Координатор Государственной программы совместно с Национальной академией наук Беларуси разрабатывает и реализует предложения по научному сопровождению Государственной программы, совместно с Государственным комитетом по стандартизации организует контроль выполнения мероприятий и заданий, предусмотренных в главе 4 «Энергосбережение» и главе 5 «Использование местных энергоресурсов» Государственной

программы. Государственный комитет по стандартизации отвечает за финансирование мероприятий по энергосбережению согласно главе 4 «Энергосбережение».

Ежегодно данный координатор с участием всех исполнителей готовит и до 1 февраля вносит в Совет Министров Республики Беларусь отчет о ходе реализации Государственной программы.

Координатор Государственной программы:
обеспечивает методическое руководство ее реализацией;
готовит предложения на каждый год по объемам инвестиций и источникам финансирования;
осуществляет мониторинг реализации Государственной программы;
координирует деятельность всех исполнителей;
контролирует целевое использование финансовых средств.

Приложение
к Государственной комплексной программе
модернизации основных производственных
фондов Белорусской энергетической системы,
энергосбережения и увеличения доли использования
в республике собственных топливно-энергетических
ресурсов на период до 2011 года

Объемы и источники финансирования модернизации основных фондов ГПО «Белэнерго» на 2006–2010 годы

	Капитальные вложения*, млн. долларов США					
	всего	в том числе по годам				
		2006	2007	2008	2009	2010
Всего по ГПО «Белэнерго»	3102,0	382,98	489,43	601,01	764,04	864,54
В том числе:						
генерация	1538,59	75,62	210,30	260,87	464,42	527,38
электрические сети	780,92	64,14	142,42	183,01	174,53	216,82
тепловые сети	414,94	55,35	84,14	99,52	91,59	84,34
прочие	367,55	187,87	52,57	57,61	33,5	36,0
Инновационный фонд Минэнерго – всего	356,14	104,95	112,78	82,32	56,09	–
В том числе:						
ТЭС, ГРЭС, ТЭЦ и котельные – всего						
из них:	201,18	42,43	58,7	48,96	51,09	–
Замена турбины ст. № 3 на Брестской ТЭЦ-1	2,0	0,19	0,1	1,71	–	–
Реконструкция и модернизация блоков № 5 и 6 на Березовской ГРЭС	1,5	0,3	1,2	–	–	–
Замена турбины на Барановичской ТЭЦ	5,59	5,59	–	–	–	–
Лукомльская ГРЭС. Модернизация энергоблоков	13,16	10,92	0,84	1,4	–	–
Витебская ТЭЦ. Реконструкция турбоагрегата № 2	0,64	0,44	0,2	–	–	–

РК «Барань». Установка турбины 1,5 МВт	0,1	—	0,1	—	—	—
Мозырская ТЭЦ. Перевод на сжигание природного газа	10,67	7,97	2,7	—	—	—
Жлобинская котельная. Установка генерирующих мощностей	12,26	0,02	0,6	11,64	—	—
Детандер – генераторная установка на Гомельской ТЭЦ-2	1,85	—	1,85	1,0	—	—
Лидская ТЭЦ. Реконструкция с заменой выбывающего оборудования	6,1	1,74	4,36	—	—	—
Северная мини-ТЭЦ. Установка ГТУ (г. Гродно)	5,74	3,94	1,8	—	—	—
Реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 с установкой ГТУ 110 МВт	0,64	—	—	0,64	—	—
Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция турбоагрегата ПТ-60- 130 ст. № 1 с организацией регулируемого отбора пара Р=2,9 МПа	1,77	—	1,77	—	—	—
Строительство Зельвенской ТЭС мощностью 2 х 300 МВт	0,1	—	—	0,1	—	—
Минская ТЭЦ-5. Строительство ПГУ- 450	55,05	—	0,95	3,01	51,09	—
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция первой очереди (ПГУ-230)	62,87	9,85	35,77	17,25	—	—
РК-3 в г. Борисове. Установка генерирующих мощностей (проектные работы)	0,49	0,09	0,4	—	—	—
Минская ТЭЦ-2. Реконструкция (2хПГУ-31)	3,42	—	0,95	2,47	—	—
Атомная станция**	0,2	—	0,2	—	—	—
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция котлоагрегата ТГМ- 84Б ст. № 6	0,69	0,19	0,5	—	—	—
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция турбин № 2 и 3, АСУ	0,86	0,59	0,27	—	—	—

Реконструкция Могилевской ТЭЦ-2. Повышение надежности с увеличением отпуска тепла	4,58	0,6	3,24	0,74	—	—
РК-3 в г. Могилеве. Установка генерирующего оборудования (проектные работы)	0,65	—	0,65	—	—	—
Могилевская ТЭЦ-1. Установка ГТУ-20 с внедрением современных энергоэффективных технологий	0,25	—	0,25	—	—	—
Строительство и реконструкция ГЭС, ветроустановок – всего	12,08	0,42	2,97	8,69	—	—
В том числе:						
ГЭС на р. Щара, Ляховичский район, водохранилище Миничи	0,75	—	0,75	—	—	—
Полоцкая ГЭС	0,7	—	0,7	—	—	—
Гродненская ГЭС на р. Неман	7,18	0,09	0,9	6,19	—	—
Восстановление Зельвенской ГЭС	0,33	0,33	—	—	—	—
Ветроэнергетическая установка в Гродненской области	1,25	—	0,25	1,0	—	—
Реконструкция Чигиринской ГЭС	0,15	—	0,15	—	—	—
Реконструкция Осиповичской ГЭС	1,72	—	0,22	1,5	—	—
Установка на ТЭЦ и котельных энергооборудования для сжигания местных видов топлива, строительство угольной ТЭС – всего	45,77	15,42	8,25	17,1	5	—
В том числе:						
Мини-ТЭЦ в г. Пинске на древесном топливе	5,08	4,48	0,6	—	—	—
Мини-ТЭЦ в г. Пружаны на древесном топливе	9,0	—	0,1	8,9	—	—
Белорусская ГРЭС. Установка энергооборудования для сжигания местных видов топлив	4,78	4,68	0,1	—	—	—
Мини-ТЭЦ в г. Речице на лигнине	10	—	—	5	5	—

Жодинская ТЭЦ. Установка котла на местных видах топлива	9,52	0,07	6,25	3,2	—	—
Котельная в г. Вилейке. Установка энергооборудования на древесном топливе	7,39	6,19	1,2	—	—	—
Электрические сети – всего	40,32	21,3	11,45	7,57	—	—
В том числе:						
Строительство ВЛ 330 кВ «Березовская ГРЭС–Брест-1» с ПС 330 «Брест-1»	1,42	—	0,1	1,32	—	—
Реконструкция ПС 330 кВ «Барановичи», вторая очередь (АТ-3 и ОРУ 110 кВ)	1,1	—	0,1	1,0	—	—
Реконструкция ВЛ 220 кВ «Березовская ГРЭС–Барановичи», перевод на 330 кВ	7,22	5,72	1,5	—	—	—
Разгрузка от автоматики сечения «Беларусь–Смоленск»	0,62	0,02	0,1	0,5	—	—
Реконструкция ОРУ 330 кВ, ПС 330 кВ «Полоцкая»	1,04	0,54	0,5	—	—	—
Реконструкция ПС 330 кВ «Витебская»	0,97	0,97	—	—	—	—
Реконструкция ОРУ 330 кВ Лукомльской ГРЭС	1,33	0,4	0,43	0,5	—	—
Реконструкция участка ВЛ 330 кВ «Могилев–Жлобин» от опоры № 250 до ПС 330 кВ «Жлобин», ВОЛС (участок РУП «Гомельэнерго»)	0,87	0,17	0,7	—	—	—
Реконструкция ВЛ 110 кВ «Речица– Борщевка», «Речица– Володарск»	0,7	—	0,7	—	—	—
Повышение надежности внешнего электрообеспечения РУП «БМЗ» в г. Жлобине	1,35	—	0,2	1,15	—	—
ПС 110 кВ «Центральная» с ВЛ 110 кВ г. Гродно	2,93	2,43	0,5	—	—	—
Реконструкция ПС 220 кВ «Гродно–Южная» с переводом на напряжение 330 кВ и строительство заходов ВЛ 330 кВ «Россь–	1,83	0,53	0,3	1,0	—	—

Гродно» на ПС 330 кВ «Гродно–Южная» 330						
Выдача мощности Лидской ТЭЦ в энергосистему	0,5	–	0,5	–	–	–
Установка шунтирующего реактора на ПС 330 кВ «Молодечно»	0,1	–	0,1	–	–	–
Реконструкция ВЛ 330 кВ «Минск– Северная–Молодечно»	1	–	0,2	0,8	–	–
Реконструкция ПС 330 кВ «Северная» в г. Минске	1,3	–	0,2	1,1	–	–
Выдача мощности ПГУ Минской ТЭЦ-5 (строительство и реконструкция ПС и ВЛ напряжением 330 кВ)	1,2	–	–	1,2	–	–
Строительство ПС 110 кВ «Дубей», Минская область	2,07	2,07	–	–	–	–
Реконструкция ПС 330 кВ «Кричев», Могилевская область	0,6	0,4	0,2	–	–	–
Реконструкция ПС 330 кВ «Северная», г. Могилев	0,21	0,01	0,2	–	–	–
Реконструкция ПС 330 кВ «Мирадино», Могилевская область	6,44	5,72	0,72	–	–	–
Реконструкция ВЛ «Бабирово–Глуск» с расширением ПС 110кВ, Могилевская область	1,68	1,08	0,6	–	–	–
Реконструкция участка ВЛ 330 кВ «Могилев–Жлобин» (участок РУП «Могилевэнерго»)	0,43	0,2	0,23	–	–	–
Сети электроснабжения по Государственной программе возрождения и развития села на 2006– 2010 годы						
РУП «Брестэнерго»	0,4	–	0,4	–	–	–
РУП «Витебскэнерго»	0,5	–	0,5	–	–	–
РУП «Гомельэнерго»	0,27	–	0,27	–	–	–
РУП «Гродноэнерго»	0,6	–	0,6	–	–	–
РУП «Минскэнерго»	0,5	–	0,5	–	–	–
РУП «Могилевэнерго»	0,5	–	0,5	–	–	–
Внешнее электроснабжение завода по	1,64	1,04	0,6	–	–	–

производству газетной
бумаги в г. Шклове

АСКУЭ верхнего уровня – всего	1,06	0,76	0,3	–	–	–
В том числе:						
РУП «ОДУ»	0,3	–	0,3	–	–	–
РУП «Гродноэнерго»	0,76	0,76	–	–	–	–
Тепловые сети – всего	55,73	24,62	31,11	–	–	–
В том числе:						
РУП «Витебскэнерго»	8,38	3,37	5,01	–	–	–
из них тепловые сети к вводимому жилью	3,31	–	3,31	–	–	–
РУП «Гомельэнерго»	1,46	0,7	0,76	–	–	–
из них тепловые сети к вводимому жилью	1,45	0,69	0,76	–	–	–
РУП «Гродноэнерго»	5,9	2,25	3,65	–	–	–
РУП «Минскэнерго»	23,06	7,64	15,42	–	–	–
из них тепловые сети к вводимому жилью	7,76		7,76	–	–	–
РУП «Могилевэнерго»	16,93	10,66	6,27	–	–	–
магистральная тепловая сеть от П2 по Гомельскому шоссе до котельной № 1 по ул. Калужской, 44, в г. Могилеве	6,27	–	6,27	–	–	–
Бюджетные ассигнования***	923,13	–	47,0	158,16	298,68	419,29
В том числе:						
ТЭС, ГРЭС, ТЭЦ и котельные – всего						
из них:	211,37	–	–	7	56,68	147,69
Замена турбины ст. № 3 на Брестской ТЭЦ-1	14,29	–	–	4	10,29	–
Реконструкция и модернизация блоков № 5 и 6 на Березовской ГРЭС	49,73	–	–	–	22,14	27,59
Лукомльская ГРЭС. Модернизация энергоблоков	7,85	–	–	2	5,85	–
Витебская ТЭЦ. Реконструкция турбоагрегата № 2	5,33	–	–	–	4,8	0,53
Северная мини-ТЭЦ. Установка второй ГТУ 6 МВт	0,2	–	–	–	0,2	–
Реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 с установкой ГТУ 110 МВт	36,28	–	–	1	0,22	35,06

Строительство Зельвенской ТЭС мощностью 2 x 300 МВт	0,3	—	—	—	0,1	0,2
Минская ТЭЦ-5. Строительство ПГУ- 450	76,55	—	—	—	6,24	70,31
Минская ТЭЦ-2. Реконструкция (2хПГУ-31)	18,0	—	—	—	4,0	14
Реконструкция Могилевской ТЭЦ-2. Повышение надежности с увеличением отпуса тепла	1,84	—	—	—	1,84	—
Бобруйская ТЭЦ-2. Реконструкция котла № 1 с увеличением производительности	1,0	—	—	—	1,0	—
Строительство и реконструкция ГЭС, ветроустановок – всего	103,03	—	—	3	38,48	61,55
В том числе:						
Полоцкая ГЭС	50,0	—	—	3	12,0	35,0
Каскад ГЭС на р. Западная Двина	2,0	—	—	—	1,0	1,0
Гродненская ГЭС на р. Неман	47,91	—	—	—	23,0	24,91
Немновская ГЭС	0,4	—	—	—	0,2	0,2
ГЭС на р. Днепр в Могилевской области	1,44	—	—	—	1,0	0,44
Реконструкция Осиповичской ГЭС	1,28	—	—	—	1,28	
Установка на ТЭЦ и котельных энергооборудования для сжигания местных видов топлива, строительство угольной ТЭС – всего	14,0	—	—	—	12,0	2,0
В том числе:						
Мини-ТЭЦ в г. Пружаны на древесном топливе	9,0	—	—	—	8,0	1,0
Жодинская ТЭЦ. Установка котла на местных видах топлива	5,0	—	—	—	4,0	1,0
Сети электроснабжения по Государственной программе возрождения и развития села на 2006– 2010 годы	96,11	—	—	29,5	28,0	38,61
РУП «Брестэнерго»	13,5	—	—	4,0	4,0	5,5
РУП «Витебскэнерго»	14,5	—	—	5,0	4,0	5,5
РУП «Гомельэнерго»	14,0	—	—	5,0	4,0	5,0

РУП «Гродноэнерго»	13,0	—	—	4,0	4,0	5,0
РУП «Минскэнерго»	23,5	—	—	6,5	7,0	10,0
РУП «Могилевэнерго»	17,61	—	—	5,0	5,0	7,61
Инженерно-транспортная инфраструктура к строящимся жилым домам – всего						
	163,62	—	17,82	24,85	50,25	70,7
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	20,14	—	1,75	4,9	5,3	9,0
РУП «Витебскэнерго»	17,13	—	0,76	13,7	6,0	9,0
РУП «Гомельэнерго»	11,8	—	2,39	2,39	3,42	3,6
РУП «Гродноэнерго»	20,14	—	1,64	4,5	5,0	9,0
РУП «Минскэнерго»	63,23	—	9,6	8	19,53	26,1
РУП «Могилевэнерго»	31,18	—	1,68	4,5	11,0	14,0
ПС 110 кВ для электроснабжения жилых домов						
	103,15	—	14,28	42,89	22,58	23,4
ПС 110 кВ «Светоч» с ВЛ 110-35 кВ, г. Светлогорск	5,5	—	—	5,5	—	—
ПС 110 кВ «Лебедевка» с ВЛ 110 кВ, г. Жлобин	7,31	—	—	0,33	1,58	5,4
Строительство ПС 110 кВ «Девятровка», «Форты», «Южная», г. Гродно	22,16	—	—	4,16	8,0	10,0
Строительство ПС 110 кВ «Веснянка», г. Минск	21,85	—	12,85	9,0	—	—
Строительство ПС 110 кВ «Немига», г. Минск	11,38	—	0,38	11,0	—	—
Строительство ПС 110 кВ «Каменная горка», г. Минск	12,4	—	—	5,4	4,0	3,0
Строительство ПС 110 кВ «Брестская», г. Минск	9,3	—	—	5,3	4,0	—
Строительство ПС 110 кВ «Грушевская», г. Минск	11,2	—	—	2,2	4,0	5,0
Строительство ПС 110 кВ «Лошица», г. Минск	1,05	—	1,05	—	—	—
Строительство ПС 110 кВ «Московская», г. Минск	1,0	—	—	—	1,0	—
СК «Минск-Арена»	14,9	—	14,9	—	—	—
АСКУЭ верхнего уровня	21,15	—	—	20,15	1,0	—
Тепловые сети – всего	199,03	—	—	34	89,69	75,34
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	13,77	—	—	2,25	4,86	6,66

РУП «Витебскэнерго»	17	—	—	4,3	7,05	5,65
РУП «Гомельэнерго»	15,86	—	—	2,3	11,46	2,1
РУП «Гродноэнерго»	21,76	—	—	1,13	11,16	9,47
из них тепловые сети к вводимому жилью	3,68	—	—	1,13	1,02	1,53
РУП «Минскэнерго»	90,02	—	—	7,02	38,0	45,0
из них тепловые сети к вводимому жилью	23,02	—	—	7,02	8,0	8,0
РУП «Могилевэнерго»	40,62	—	—	17	17,16	6,46
из них:						
тепловые сети к вводимому жилью	5,5	—	—	2,0	1,5	2,0
магистральная тепловая сеть от П2 по Гомельскому шоссе до котельной № 1 по ул. Калужской, 44, в г. Могилеве	25,0	—	—	15,0	10,0	—
Строительство и реконструкция объектов теплоснабжения республиканского научно-практического центра «Мать и дитя»	3,77	—	—	3,77	—	—
Амортизация – всего	1122,57	160,72		196,94	234,48	254,83 275,6
В том числе:						
Генерация (ТЭС и котельные) – всего	466,693	12,2		48,26	85,013	162,73158,49
из них:						
РУП «Брестэнерго»	71,05	—		12,79	20,49	23,36 14,41
РУП «Витебскэнерго»	72,39	1,14		12,05	15,15	23,9 20,15
РУП «Гомельэнерго»	67,48	2,7		5,6	16,8	22,06 20,32
РУП «Гродноэнерго»	42,40	—		3,5	4,363	16,6 17,94
РУП «Минскэнерго»	158,97	6,38		10,38	16,5	58,6 67,11
РУП «Могилевэнерго»	54,4	1,98		3,94	11,71	18,21 18,56
Электрические сети – всего	326,367	38,21		73,65	61,697	68,7 84,11
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	68,04	8,56		10,7	6,7	12,79 29,29
РУП «Витебскэнерго»	44,5	4,47		10,3	8,2	8,8 12,73
РУП «Гомельэнерго»	52,45	6,27		13,29	6,59	13,8 12,5
из них электрические сети 0,4–10 кВ	29,12	3,63		8,39	5,5	5,7 5,9
РУП «Гродноэнерго»	36,997	3,84		4,88	10,657	8,36 9,26
из них электрические сети 0,4–10 кВ	5,42	2,82		2,0	0,6	— —

РУП «Минскэнерго»	96,1	12,45	27,3	24,41	18,54	13,4
из них						
электрические сети						
0,4–10 кВ	23,3	7,1	7,1	9,1		
РУП «Могилевэнерго»	28,28	2,62	7,18	5,14	6,41	6,93
из них						
электрические сети						
0,4–10 кВ	8,99	1,99	3,0	4,0	–	–
Тепловые сети – всего	156,41	30,73	53,03	61,75	1,9	9,0
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	10,72	3,77	2,95	4,0	–	–
РУП «Витебскэнерго»	13,94	3,75	4,19	6,0	–	–
РУП «Гомельэнерго»	36,1	5,87	8,0	11,33	1,9	9,0
из них сети к						
вводимому жилью	14,94	2,66	3,28	3,6	1,9	3,5
РУП «Гродноэнерго»	18,61	3,79	5,74	9,08	–	–
РУП «Минскэнерго»	55,84	10,75	19,5	25,59	–	–
РУП «Могилевэнерго»	21,2	2,8	12,65	5,75	–	–
Прочие – всего	173,1	79,58	22,0	26,02	21,5	24,0
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	18,63	10,63	2,0	2,0	2,0	2,0
из них						
строительство и						
реконструкция						
производственной						
инфраструктуры	18,63	10,63	2,0	2,0	2,0	2,0
РУП «Витебскэнерго»	22,88	14,88	2,0	2,0	2,0	2,0
из них						
строительство и						
реконструкция						
производственной						
инфраструктуры	22,88	14,88	2,0	2,0	2,0	2,0
РУП «Гомельэнерго»	22,31	11,23	2,5	3,22	3,1	2,26
из них						
строительство и						
реконструкция						
производственной						
инфраструктуры	22,31	11,23	2,5	3,22	3,1	2,26
РУП «Гродноэнерго»	22,11	8,11	2,0	4,0	4,0	4,0
из них						
строительство и						
реконструкция						
производственной						
инфраструктуры	16,11	8,11	2,0	2,0	2,0	2,0
РУП «Минскэнерго»	66,62	22,18	11,5	12,8	8,4	11,74
РУП «Могилевэнерго»	20,55	12,55	2,0	2,0	2,0	2,0
из них						
строительство и						
реконструкция						
производственной						
инфраструктуры	20,55	12,55	2,0	2,0	2,0	2,0
Прибыль – всего	247,96	93,88	41,34	35,94	35,88	40,92
В том числе						

генерация	57,55	—	0,75	8,0	19,88	28,92
электрические сети	31,82	—	10,32	16,5	5,0	—
прочие	158,59	93,88	30,27	11,44	11,0	12,0
из них по республиканским унитарным предприятиям:						
РУП «Брестэнерго»	24,24	0,33	7,37	3,0	1,9	11,64
РУП «Витебскэнерго»	21,59	6,5	7,59	3,5	3,0	1,0
РУП «Гомельэнерго»	31,0	4,58	11,98	5,44	6,0	3,0
РУП «Гродноэнерго»	29,56	13,46	0,4	13,0	1,0	1,7
РУП «Минскэнерго»	98,72	39,16	10,0	8,0	20,98	20,58
РУП «Могилевэнерго»	42,85	29,85	4,0	3,0	3,0	3,0
Привлеченные средства – всего	452,2	23,43	91,37	90,11	118,56	128,73
В том числе: генерация (ТЭС и котельные)	433,92	5,15	91,37	90,11	118,56	128,73
в том числе: РУП «Брестэнерго»	86,09	3,35	4,7	20,0	47,32	10,72
из них: Мини-ТЭЦ в г. Пружаны, 3 МВт	17,32	—	—	—	17,32	—
Березовская ГРЭС. Реконструкция и модернизация блоков № 5 и № 6	60,72	—	—	20,0	30,0	10,72
Пинская ТЭЦ. Строительство энергоблока на древесных отходах	0,6	—	0,6	—	—	—
Брестская ТЭЦ. Замена турбины № 3	0,9	—	0,9	—	—	—
Тепловые сети	3,2	—	3,2	—	—	—
РУП «Витебскэнерго»	29,0	—	9,0	—	—	20,0
из них: Модернизация энергоблока № 2 Лукомльской ГРЭС	9,0	—	9,0	—	—	—
Строительство Полоцкой ГЭС	20,0	—	—	—	—	20,0
РУП «Гомельэнерго»	20,0	—	5,0	15,0	—	—
из них: Жлобинская котельная. Установка генерирующих мощностей	18,0	—	3,0	15,0	—	—
Детандер – генераторная установка на Гомельской ТЭЦ-2	2,0	—	2,0	—	—	—

РУП «Гродноэнерго»	75,51	0,1	18,41	12,0	15,0	30,0
из них:						
Гродненская ГЭС на р. Неман	32,0	—	7,0	—	5,0	20,0
Лидская ТЭЦ. Реконструкция с заменой выбывающего оборудования	9,15	—	9,15	—	—	—
Гродненская ТЭЦ- 2. Реконструкция турбоагрегата ПТ- 60-130 ст. № 1 с организацией регулируемого отбора пара Р=2,9 МПа	2,26	—	2,26	—	—	—
Реконструкция Гродненской ТЭЦ- 2 с установкой ГТУ 110 МВт	32,0	—	—	12,0	10,0	10,0
Прочие	0,1	0,1	—	—	—	—
РУП «Минскэнерго»	216,46	1,7	52,4	38,11	56,24	68,01
из них:						
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция первой очереди (ПГУ-230)	41,8	—	41,8	—	—	—
Минская ТЭЦ-2. Реконструкция (2хПГУ-31)	30,6	—	10,6	20,0	—	—
Минская ТЭЦ-5. Строительство ПГУ-450	142,36	—	—	18,11	56,24	68,01
РУП «Могилевэнерго»	6,86	—	1,86	5,0	—	—
из них:						
Могилевская ТЭЦ- 2. Повышение надежности с увеличением отпуска тепла	6,86	—	1,86	5,0	—	—
Электрические сети – всего	4,63	4,63	—	—	—	—
В том числе:						
РУП «Минскэнерго»	2,12	2,12	—	—	—	—
РУП «Могилевэнерго»	2,51	2,51	—	—	—	—
Прочие – всего	13,65	13,65	—	—	—	—
В том числе:						
РУП «Брестэнерго»	0,81	0,81	—	—	—	—
РУП «Витебскэнерго»	9,94	9,94	—	—	—	—

РУП «Гомельэнерго»	2,9	2,9	–	–	–	–
Кроме того, затраты, необходимые для погашения инвестиционных кредитов до 2011 года	287,1	–	12,5	30,16	97,12	147,32

*Капитальные вложения подлежат уточнению при разработке архитектурных проектов на объекты.

**Необходимо предусмотреть бюджетное финансирование для выполнения работ подготовительного периода строительства АЭС.

***При недостаточности средств инновационного фонда Министерства энергетики, других собственных и заемных средств.