

ОТЧЕТ

**по оценке инвестиционных и финансовых поступлений для
решения проблем, связанных с предотвращением изменения
климата
в секторе «Производство Электроэнергии»**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение

1.0 Оценка энергоэффективности

1.1 Задачи

1.2 Обоснование

1.2.1 Используемые ранее проведенные анализы

1.2.2 Институциональные договоренности и сотрудничество

1.2.3 Основная методология и ключевые термины

2. Сфера охвата, входные данные сценарии

2.1 Сфера охвата сектора

2.2 Входные данные и сценарии

2.2.1 Период оценки и параметры учета расходов

2.2.2 Метод анализа

2.2.3 Исторические ИП, ФП и ОО данные, а также субсидии

2.2.4 Базовый сценарий

2.2.5 Сценарий смягчения

3. Результаты

3.1 Дополнительные изменения в ИП, ФП и ОО расходах, а также стоимости субсидий

3.2 Политические последствия

3.3 Ключевые неопределенности и методологические ограничения

4. Справочная информация

5. Сокращения и аббревиатура

Приложения

1. Введение

Сектор «Производство электроэнергии» является частью энергетической отрасли Туркменистана, которая представляет собой комплексную организацию, обеспечивающую проектирование, строительство, монтаж, наладку, ремонт, эксплуатацию энергетических объектов и осуществляет централизованное электроснабжение всех потребителей и теплоснабжение в ряде городов. Функции по выработке и реализации государственной политики Туркменистана в электроэнергетической отрасли осуществляет Министерство энергетики и промышленности.

Одним из первых объектов электроэнергетики Туркменистана является Гиндукушская электростанция с линией электропередачи напряжением 16,5 кВ протяженностью 38,7 км, которые были введены в эксплуатацию в 1913 году. На электростанции установлены три гидротурбины с генераторами мощностью 400 кВт, суммарной мощностью 1,2 МВт Австро-Венгерской компании «Ганс». Несмотря на столь солидный возраст (96 лет) электростанция и сегодня продолжает вырабатывать электрическую энергию. [9]

До 1957 года электроснабжение потребителей электрической энергии Туркменистана осуществлялось от мелких разрозненных дизельных электростанций и энергопоездов.

В мае 1957 года было создано специализированное Управление энергетического хозяйства при Совнархозе Туркменистана (сегодня это ГЭК «Туркменэнерго»), что позволило сосредоточить энергетические мощности в едином управлении, и дало резкий толчок к развитию энергетики Туркменистана.

Основными этапами развития энергосистемы Туркменистана являются:

- 1913 год: Ввод в эксплуатацию первой гидроэлектростанции;
- 1957 год: Образование отраслевого республиканского энергетического управления;
- 1966 год: Осуществление 1 этапа подключения отдаленных районов Туркменистана к Объединенной энергосистеме Центральной Азии;
- 1969 год: Начало строительства Марыйской тепловой электростанции;
- 1970 год: Объединение Ашхабадской, Марыйской и Чарджоуской энергосистем;
- 1979 год: Достижение 100-процентного уровня централизации энергоснабжения сельских районов Туркменистана;
- 1980 год: Завершение формирования централизованной энергосистемы Туркменистана;
- 1987 год: Введение в строй 8-го энергоблока Марыйской тепловой электростанции и доведение ее суммарной мощности до 1685 МВт;
- 1996 год: Завершение строительства высоковольтной линии электропередачи Сейди-Дашогуз и присоединение Дашогузского велаята к централизованной энергосистеме Туркменистана;
- 1998 год: Ввод в эксплуатацию первой газотурбинной установки фирмы «Дженерал электрик»;
- 2001 год: Строительство своими силами первой подстанции 500 кВ «Сердар».

В настоящее время в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» Министерства энергетики и промышленности Туркменистана входят: 8 Государственных электростанций, производственных объединений, одно предприятие электрических сетей; Управление городского освещения города Ашхабада; Специализированное производственное объединение «Туркменэнергоабатлайыш», Госэнергонадзор, предприятие «Энергоэнджам» и управление жилищно-коммунальным хозяйством. [9]

Корпорация представляет собой комплексную организацию, которая обеспечивает эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, осуществляет централизованное электроснабжение потребителей народного хозяйства. Поскольку электроэнергетическая отрасль находится полностью

в государственной собственности, государство через ГЭК «Туркменэнерго» контролирует весь процесс производства, транспортировки и распределения электроэнергии.

Туркменистан единственная в мире страна, где для социальной защиты населения Постановлением Президента Туркменистана от 1993 года население обеспечивается бесплатным потреблением электроэнергии, газа и воды, в 2006 году Указом Президента Туркменистана эта социальная льгота продлена до 2030 года.

За годы независимости развитие энергетической отрасли основывалось на полном удовлетворении потребителей электроэнергии в Туркменистане, а также наращивании объемов экспортных поставок в сопредельные государства – Таджикистан, Казахстан, Афганистан, Иран, Турцию.

В Туркменистане введены в эксплуатацию новые генерирующие мощности, что повысило установленную мощность энергосистемы и улучшило баланс мощностей по веляям.

Абаданская ГЭС 2х123 МВт, 1998 год, 2003 год

Балканабадская ГЭС 3х42 МВт, 2003 год

Сейдинская ТЭЦ 80 МВт, 2004 год

Ашхабадская ГЭС 2х127,1 МВт, 2006 год

Дашогузская ГЭС 2х127,1 МВт, 2007 год

Ввод генерирующих мощностей продолжается. В настоящее время завершено строительство газотурбинной электростанции в Ахалском веляе. Близится к завершению и строительство газотурбинных электростанций в Авазе и в Балканабаде. Мощность всех трех электростанций составляет 254 МВт. С вводом этих электростанций мощность газотурбинных электростанций составит 1643 МВт, что будет составлять 42% от общей установленной мощности 3909,2 МВт.

**Структура
установленной мощности на электростанциях
по группам оборудования на 1.01.2008 год**

№	Электрооборудование	Мощность на 1.01.2008 год	
		МВт	Доля в %
1	Энергоблоки 210-215	2105	62,99
2	КЭС 90 ата	100	2,99
3	ТЭС ниже 100 ата	255	7,63
4	Газотурбинные установки	880,4	26,35
5	Гидроагрегаты	1,2	0,04
	Всего:	3341,6	100

За годы независимости Туркменистана в энергетической отрасли построены и введены в эксплуатацию целый ряд энергетических объектов с целью обеспечения устойчивой работы энергосистемы, надежности и качества энергоснабжения потребителей электроэнергии в Туркменистане и увеличения экспорта:

- ВЛ-500 кВ «Сердар-Дашогуз» протяженностью 378 км - 1996 год, для надежности энергоснабжения Дашогузского веляя;
- ВЛ-220 кВ «Балкан-Гонбад» (Иран) протяженностью 248 км - 1999 год, для экспорта электроэнергии в Иран и Турцию;
- ВЛ-220 кВ «Керки-Восход» протяженностью 40 км с переходом через реку Аму-Дарья – 1998 год, для передачи электроэнергии от Туркменской энергосистемы потребителям Правобережья, отказавшись от экспорта электроэнергии из Узбекистана;
- ПС-220 кВ «Балкан» - 1999 год – для экспорта электроэнергии в Иран.

В 2001 году введена в эксплуатацию ПС 500 «Сердар» с заходом-выходом ВЛ-500 кВ «Марыйская ГРЭС-Сердар-Каракуль» (Узбекистан) и ВЛ-220 кВ «Промышленная-Сердар-Дашогуз». Этот крупный энергетический комплекс был построен туркменскими строителями в короткие сроки – 6 месяцев, при этом объект обеспечен современным оборудованием и имеет высокую техническую оснащенность. Ввод этого важного энергетического объекта позволил:

- Обеспечить Туркменской энергосистеме передачу электроэнергии внутренним потребителям от собственных энергоисточников, т.е. энергосистема стала экономически независимой.
- Экономически выгодно распределять передачу электрической мощности по сетям 220-500 кВ от Марыйской ГЭС в Лебапский, Дашогузский велаяты и на экспорт в страны Центральной Азии.
- Увеличить пропускную способность ВЛ-220 кВ «Сердар-Дашогуз» за счет сокращения линии на 76 км.

В 2004 году введена в эксплуатацию ВЛ-220 кВ «Шатлык-Серахс-Иран» для передачи электроэнергии в Иран.

В 2005 году введена в эксплуатацию ПС-220 «Бахарлы» для разгрузки существующих ВЛ-110 кВ в этом узле и повышения качества электроэнергии у потребителя.

В 2008 году для обеспечения надежного электроснабжения крупного промышленного центра – Яшылдепинского газоперерабатывающего комплекса введены в эксплуатацию ПС 220 кВ «Фарап», ПС 110 кВ «Яшылдепе» и линии 110 кВ «Фарап-Самандепе», «Самандепе-Яшылдепе» и «Яшылдепе-Бурдалык».

В соответствии с Национальной программой «Стратегия экономического, политического и культурного развития Туркменистана на период до 2020 года» значительно возрастет производство электроэнергии за счет увеличения собственного потребления и экспорта. В 2020 году предполагается, что производство электроэнергии в Туркменистане достигнет 26,38 млрд. кВт.ч. В 2008 году произведено электроэнергии 14,97 млрд. кВт.ч., то есть произойдет рост в 1,8 раза. (Л-4)

Министерством энергетики и промышленности разработана Программа развития электроэнергетики до 2020 года [4], которая в настоящее время находится на согласовании и утверждении в Правительстве Туркменистана. Для обеспечения роста выработки электроэнергии в Программе запланирован рост мощностей за счет следующих мероприятий:

1) Модернизация восьми энергоблоков на Марыйской ГЭС и двух энергоблоков Туркменбашинской ТЭЦ.

На сегодняшний день шесть энергоблоков на Марыйской ГЭС отработали нормативный ресурс (27 лет). Два энергоблока Марыйской ГЭС и два энергоблока Туркменбашинской ТЭЦ имеют наработку более 22 лет и близки к отработке моторесурса. Модернизация энергоблоков Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ позволит увеличить располагаемую мощность Туркменской энергосистемы на 645 МВт, сократить удельный расход топлива энергоблоками, снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, продлить на 20 лет ресурс работы энергоблоков, а также автоматизировать процесс управления энергоблоками. Проведенные расчеты показывают, что затраты на модернизацию энергоблоков окупятся для Туркменистана только от экспорта сэкономленного природного газа за 3-5 лет.

2) Перевод газотурбинных электростанций на комбинированный цикл (ко-генерация).

Четыре действующих газотурбинных электростанций и три строящиеся, которые будут введены в эксплуатацию в начале 2010 года, работают на простом цикле. Программой развития электроэнергетики до 2020 года предусматривается перевести все эти электростанции на комбинированный способ производства электроэнергии - одновременное получение электрической

и тепловой энергии. В Европе такой способ носит название «ко-генерация» или паро-газовый цикл. Применение ко-генерации на Абаданской газотурбинной электростанции пока не планируется, так как она имеет большую наработку и, по мнению специалистов, сначала необходимо решить вопрос о ее модернизации или замене на новую электростанцию. Этот вопрос будет решаться после 2030 года.

3) Строительство новых газотурбинных электростанций паро-газового цикла.

Программа по развитию электроэнергетики до 2020 года планирует строительство новых электростанций, использующих технологии ко-генерации.

Несмотря на то, что Программой развития электроэнергетики предусматривается как строительство новых электростанций паро-газового цикла, так и перевод действующих электростанций на паро-газовый цикл, анализ исторического периода показывает, что существующая практика применения технологий газотурбинных электростанций простого цикла продолжится в ближайшие 10 лет. Это, прежде всего, связано с тем, что удельные затраты на сооружение 1 МВт мощности паро-газовых турбин в 2,5 раза выше удельных затрат на сооружение 1 МВт обычных газотурбинных электростанций. Поэтому, в данной работе базовый сценарий предусматривает рост мощностей за счет строительства газотурбинных электростанций на простом цикле, реконструкцию энергоблоков и вывод из работы морально и физический изношенных турбин. Внедрение более совершенных и дружественных с климатом технологий, связанных с ко-генерацией, запланировано в сценарии смягчения изменения климата.

В электросетевом строительстве Программой предусматривается строительство кольца 220 кВ вокруг Ашхабада, что позволит значительно повысить надежность электроснабжения Ашхабада, т.к. достигается взаимное резервирование Ашхабадской, Ахалской и Абаданской электростанций.

В перспективе планируется кольцевание Туркменской энергосистемы по воздушным линиям 500 кВ, а до 2020 года планируется строительство ВЛ 500 кВ Туркменбаши-Балканабад-Ашхабад, что позволит осуществить взаимное резервирование восточной и западной частей Туркменской энергосистемы.

Большой объем по строительству и реконструкции электрических сетей заложен в инициированной Президентом Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедовым Программе развития городов и сел Туркменистана.

На сегодняшний день в производстве электроэнергии участвуют восемь электростанций, семь из которых включены в сферу охвата данной работы.

Марыйская ГЭС

На станции установлены восемь паротурбинных энергоблоков, изготовленных на заводах Советского союза (ЛМЗ, ТКЗ, Электротяжмаш). Проектная мощность каждого энергоблока составляет 210 МВт. Шесть блоков из восьми отработали нормативный моторесурс, два блока имеют наработку более 20 лет. Как следствие, из-за различных дефектов энергоблоки несут мощность от 100 до 170 МВт вместо проектных 210 МВт. В целях повышения энергоэффективности Марыйской ГЭС запланировано осуществление работ по модернизации энергоблоков.

По ориентировочной оценке ЗАО «Яровит Энерго» реконструкция одного энергоблока Марыйской ГЭС будет стоить 64 млн. долларов США. Эти затраты окупятся для Туркменистана за 3-5 лет.

Несмотря на то, что срок окупаемости затрат на Туркменбашинской ТЭЦ ниже, чем на Марыйской ГЭС, реконструкцию необходимо начинать на Марыйской ГЭС, т.к. в настоящее время в Балканском

веляте строятся две газовые электростанции суммарной мощностью 508 МВт, которые на ближайшие 5 лет покроют рост нагрузки по Балканскому веляту.

Кроме экономии топлива реконструкция позволяет продлить срок службы энергоблоков, увеличить их надежность, автоматизировать систему управления энергоблоками и увеличить располагаемую мощность энергоблоков по Марыйской ГЭС на 470 МВт.

Абаданская ГЭС

Основное оборудование Абаданской ГЭС состоит из двух частей:

1) Газотурбинная электростанция на которой установлены две газовая турбины, изготовленные компании Дженераел-Электрик (США). Мощность каждой газотурбины 123 МВт. Первая газотурбина установлена и сдана в эксплуатацию 1998 году, а вторая 2003 году. Обе газовые турбины необходимо переводить на комбинированный или паро-газовый цикл, что позволит сэкономить ископаемое топливо.

2) Паротурбинная электростанция, на которой установлены паровая турбина ПТ-25-4 (СТЗ) стационарный номер 5, мощностью 25 МВт. Дата ввода в эксплуатацию март 1962 года, наработка 47 лет 5 месяцев при нормативе 27 лет. Конденсационная турбина К-50-90-3 (ЛМЗ) стационарный номер 6, мощность которой равна 50 МВт, дата ввода в эксплуатацию октябрь 1964 года, наработка 45 лет [9].

При общей установленной мощности 75 МВт эти турбины в настоящее время из-за плохого технического состояния способны нести мощность в зимний период 25 МВт (33,3% от установленной мощности), в летний период 15 МВт (20% от установленной мощности).

С вводом новой газотурбинной электростанции Ахалская ГЭС паровые турбины со стационарными номерами 5 и 6 подлежат списанию, как физически отработавшие свой моторесурс, и дальнейшая эксплуатация которых экономически нецелесообразна.

Туркменбашинская ТЭЦ

Основное оборудование Туркменбашинской ТЭЦ состоит из двух частей

1. ГЭС-овская часть, на которой установлены два паротурбинных энергоблока, изготовленные на заводах бывшего Советского союза (ЛМЗ, ТКЗ, Электротяжмаш).

Наработка энергоблоков Туркменбашинской ТЭЦ составляет более 22 лет и близка к отработке моторесурса. Из-за различных дефектов блоки несут мощность от 100 до 120 МВт вместо проектных 210 МВт. Для улучшения показателей энергоэффективности запланировано списание этого оборудования, а также проведение работ по модернизации двух энергоблоков.

По ориентировочной оценке ЗАО «Яровит Энерго» реконструкция одного энергоблока Туркменбашинской ТЭЦ будет стоить 86 млн. долларов США. Эти затраты окупятся для Туркменистана за 5 лет.

Кроме экономии топлива реконструкция позволяет продлить срок службы энергоблоков, увеличить их надежность, автоматизировать систему управления энергоблоками и увеличить располагаемую мощность энергоблоков Туркменбашинской ТЭЦ на 175 МВт.

2. ТЭЦ-овская часть, на которой в эксплуатации находятся две паровые турбины ПТ 60-90/13 (ЛМЗ), стационарные номера 1 и 2 мощностью каждой турбины равна 60 МВт. Дата ввода в эксплуатацию №1

- декабрь 1965 года; №2 - декабрь 1966 года. Нарботка составляет 44 и 43 года соответственно, при нормативе 27 лет.

При общей установленной мощности 120 МВт эти турбины в настоящее время, из-за плохого технического состояния, способны нести мощность лишь 25 МВт (20,8% от установленной мощности).

С вводом новой газотурбинной электростанции Авазинская ГЭС паровые турбины №1 и №2 подлежат списанию, как физически отработавшие свой моторесурс, и дальнейшая эксплуатация которых экономически нецелесообразна.

Ашхабадская ГЭС и Дашогузская ГЭС

Ашхабадская ГЭС введена в эксплуатацию в феврале 2006 года, а Дашогузская ГЭС в декабре 2007 года. Установленная мощность каждой электростанции составляет 254,2 МВт - две газовые турбины мощностью 127,1 МВт фирмы Джeneral-Электрик (США). Обе газотурбинные электростанции могут быть переведены на паро-газовый цикл работы, что увеличит КПД электростанций, сократит потребление природного газа на выработку электроэнергии.

Балканабадская ГЭС

Электростанция введена в эксплуатацию в 2004 году. Установленная мощность электростанции составляет 126 МВт - три газовые турбины мощностью 43 МВт фирмы Джeneral-Электрик (США). С вводом в эксплуатацию в 2010 году еще двух газовых турбин мощностью 127,1 МВт (Дженерал-Электрик) суммарная установленная мощность электростанции составит 380,2 МВт. Данную электростанцию также можно перевести на паро-газовый цикл работы.

Сейдинская ТЭЦ

На Сейдинской ТЭЦ установлены две теплофикационные турбины ПТ-80/100 (ЛМЗ) одна в 1992 году, вторая в 2004 году. Из-за низкого отбора пара потребителем электростанция в зимний период может нести нагрузку 75 МВт из установленной мощности 160 МВт, то есть 46,8% от номинальной мощности. Для повышения эффективности работы электростанции необходимо увеличить отбор пара потребителями тепловой энергии.

Гиндикушская ГЭС

Как было отмечено, на Гиндикушской ГЭС установлены 3 гидротурбины фирмы «ГАНС» (Австро-Венгрия) мощностью по 400 кВт каждая. Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 1,2 МВт. Срок службы 96 лет.

1.0 Оценка энергоэффективности

Основными показателями энергоэффективности в секторе «Производство электроэнергии» являются удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч. электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды общего объема выработки.

На Марыйской ГЭС по итогам 2008 года удельный расход условного топлива превысил нормативный показатель на 120,3 гр/кВт.ч, а расход электроэнергии на собственные нужды составляет 7,2%. В данную работу включены мероприятия по модернизации энергоблоков этой станции.

Удельный расход условного топлива для Абаданской ГЭС по итогам 2008 года показал отклонение от нормативного показателя на 47,35 гр/кВт.ч, расход электроэнергии на собственные нужды составил 2,3%. Это связано с тем, что на электростанции имеется оборудование (турбины, котлы) со сроком

службы более 45-лет, которое морально и физически изношено. В данной работе предусмотрены мероприятия по выводу из эксплуатации и списания этого оборудования.

Удельный расход условного топлива для Туркменбашинской ТЭЦ по итогам 2008 года превысил нормативный показатель на 216,7 гр/кВт.ч, расход электроэнергии на собственные нужды составил 10,76%. Такие высокие значения можно объяснить тем, что на электростанции эксплуатируется оборудование (турбины, котлы) со сроком службы более 45-лет которое морально и физически изношено. В данной работе рассмотрены мероприятия по выводу из работы и списания этого оборудования, а также проведению работ по модернизации двух энергоблоков.

Удельный расход условного топлива и расход электроэнергии на собственные нужды для Ашхабадской ГЭС и Дашогузской ГЭС по итогам 2008 года находятся в пределах проектных нормативов, так как эти электростанций введены в эксплуатацию в 2006-2007 годах. Однако, имеется возможность улучшить эти показатели за счет перевода работы этих газотурбинных электростанций паро-газовый цикл, что предусмотрено в данной работе.

Удельный расход условного топлива и расход электроэнергии на собственные нужды для Балканабадской ГЭС по итогам 2008 года соответствует проектным нормативам, так как электростанция введена в работу 2004 году. Однако, с вводом новых энергоблоков в 2010 году имеется возможность улучшить эти показатели за счет перевода работы этой газотурбинной электростанции на паро-газовый цикл. Такие мероприятия рассмотрены в данной работе.

Удельный расход условного топлива для Сейдинской ТЭЦ по итогам 2008 года показал превышение проектного показателя на 117,74 гр/кВт.ч, расход электроэнергии на собственные нужды составил 10,71%. Эти высокие значения связаны с тем, что на электростанциях установлены турбины, работающие с отбором пара на производственные нужды. В настоящее время, потребитель - Сейдинский нефтеперерабатывающий завод (СНПЗ) не использует пар. В данной работе вопрос улучшения энергоэффективности данной ТЭЦ не рассматривается, так как он будет решаться в комплексе с модернизацией СНПЗ.

Можно сделать вывод, что наличие и использование морально и физически устаревшего оборудования на электростанциях обуславливают значительные превышения проектных нормативов удельного расхода топлива и расхода электроэнергии для собственных нужд. В данной работе рассмотрены вопросы улучшения технологической энергоэффективности производства электроэнергии, что позволит сэкономить значительные объемы ископаемого топлива (природного газа) и тем самым снизить выбросы парниковых газов в атмосферу.

1.1 Задачи

Оценка инвестиционных и финансовых потоков, в первую очередь, предназначена для национальных должностных лиц, определяющих политику страны на перспективу.

Основная цель настоящей работы - определить и описать варианты для политики, связанной с решением проблемы изменения климата в секторе «Производство электроэнергии», или другими словами, определить приоритеты для мероприятий по смягчению изменения климата в секторе «Производство электроэнергии», которые могут быть осуществлены для снижения выбросов парниковых газов. Такие мероприятия также позволят обеспечить устойчивое развитие электроэнергетики Туркменистана, являющейся базовой отраслью для развития всех отраслей экономики страны. В работе произведена оценка затрат на осуществление этих мероприятий. Для достижения поставленной цели в процессе работы решены следующие задачи:

- определение границ сектора;
- определение мероприятий по сокращению выбросов ПГ в секторе;
- оценка инвестиционных и финансовых потоков в исторический период (2000-2008 гг);
- определение сценариев развития сектора - базового и сценария смягчения;

- оценка инвестиционных и финансовых потоков по базовому и сценарию смягчения (2009-2030 годы);
- сопоставление показателей базового сценария и сценария смягчения;
- оценка целесообразности осуществления мероприятий по смягчению изменения климата в секторе «Производство электроэнергии».

1.2 Обоснование

1.2.1 Используемые ранее проведенные анализы

При подготовке «Второго Национального сообщения по Рамочной Конвенции ООН об изменении климата» были определены выбросы CO₂ по сектору «Производства электроэнергии», которые в 2030 году могут достигнуть 30 млн.тн при существующей практике и запланированном объеме выработки электроэнергии - 42 млрд.кВт.ч. Эти объемы были взяты из Программы развития электроэнергетики, действовавшей на тот период. При составлении этой программы перед каждой отраслью была поставлена задача ежегодного увеличения валовой продукции на 20%. В 2007 году Президентом Туркменистана была инициирована работа по пересмотру Программ в нефте-газовом, электроэнергетическом и других отраслях промышленности с целью сделать их более реальными для исполнения. К декабрю 2008 года была подготовлена пересмотренная Программа развития электроэнергетики до 2020 года. Согласно этому документу и по экспертной оценке на 2020-2030 годы выработка электроэнергии в 2030 году достигнет объемов 35,5 млрд.кВт.ч, что выглядит более реалистично [9].

При подготовке «Второго Национального сообщения по Рамочной Конвенции ООН об изменении климата» были также определены мероприятия по сокращению выбросов CO₂ в атмосферу, которые рассматриваются в настоящей работе [3].

Снижение объемов выработки электроэнергии на перспективу повлекло за собой и корректирование объемов строительства электростанций. Пересмотренная программа развития электроэнергетики до 2020 года и экспертная оценка до 2030 года предусматривают:

- ежегодный рост объемов производства на 3-5% и доведение его в 2020 году до 26,38 млрд.кВт.ч (по сравнению с 2008 годом рост в 1,8 раза) и в 2030 году до 35,5 млрд.кВт.ч (по сравнению с 2008 годом рост в 2,4 раза);
- ежегодный рост объемов собственного потребления на 3-4%;
- ежегодный рост объемов экспорта электроэнергии на 8-10%;

Основными мероприятиями, снижающими выбросы CO₂ в атмосферу в секторе «Производство электроэнергии» являются:

Для базового сценария

- Модернизация энергоблоков Марьинской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ;
- Вывод из работы и списание морально и физически изношенных паровых турбин на Абаданской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ.

Для сценария смягчения – дополнительные мероприятия к перечисленным в базовом сценарии

- перевод существующих газотурбинных установок на паро-газовый цикл;
- строительство новых электростанций паро-газового цикла для обеспечения возрастающих объемов собственного потребления и экспорта электроэнергии;
- строительство электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ветер, солнце) с доведением объемов производства электроэнергии от возобновляемых источников энергии до 1% от общего объема производства, то есть до 355 млн.кВт.ч, в 2030 году.

Все эти мероприятия позволят сократить удельный расход топлива на выработку 1 кВт.часа электроэнергии, а следовательно сэкономить значительное количество топлива, что в конечном итоге приведет к сокращению выбросов CO₂.

1.2.2 Институциональные договоренности и сотрудничество

Оценка ИиФП в секторе «Производство электроэнергии» проведена при поддержке ключевого министерства для этого сектора – Министерства энергетики и промышленности Туркменистана и его подразделения ГЭК «Туркменэнерго».

Группа экспертов для сектора «Производство электроэнергии» была составлена на основании официального представления должностных лиц и специалистов Министерством энергетики и промышленности в ответ на запрос Постоянного Представителя ПРООН в Туркменистане определить экспертов для выполнения ИиФП.

На первом этапе реализации данного проекта руководителями проекта была организована встреча экспертов группы с международными экспертами, на которой команда договорилась о процедуре предоставления данных для оценки и утверждения финального секторального отчета в Министерстве энергетике и промышленности.

Экспертами группы был определен список следующих данных для выполнения задач оценки ИиФП и ОО: количество выработанной электроэнергии, количество отпущенной электроэнергии, удельные расходы условного топлива для выработки 1 кВт.ч электроэнергии, наработка энергоблоков, технические характеристики основного оборудования электростанций, расходы электростанций на собственные нужды, количество потребленного топлива, затраты на ИиФП и ОО. Все данные были собраны из годовых отчетов электростанций и ГЭК «Туркменэнерго» [9].

На каждой электростанции специалисты цехов предоставляют информацию в производственно-технический отдел (ПТО) электростанции. ПТО обобщает и передает отчет в ГЭК «Туркменэнерго». Производственно-техническое управление корпорации «Туркменэнерго» дорабатывает, обобщает и готовит годовые отчеты по корпорации «Туркменэнерго» [9].

Из годовых отчетов электростанций по строительству и годовых отчетов управления капитального строительства ГЭК «Туркменэнерго» получены данные по новым введенным в эксплуатацию электростанциям, а также необходимые данные для определения ИиФП и ОО по каждому объекту [9].

В ходе выполнения данной работы проведен опрос специалистов по всем электростанциям для уточнения данных годовых отчетов и сбора дополнительной информации, необходимой для оценки ИиФП.

Для координации выполнения работы встречи экспертов проводились каждые две недели, начиная с 1 сентября 2009, после сбора всей информации по мере необходимости, но не реже одного раза в месяц.

1.2.3 Основная методология и ключевые термины

Метод, который использовался для оценки снижения объемов выбросов CO₂ в атмосферу, основывается на снижении объемов потребления ископаемого топлива (природного газа) для выработки электроэнергии. Для каждого из намечаемых мероприятий определяется экономия топлива от внедрения этого мероприятия, которая затем умножается на коэффициент выбросов CO₂ от сжигания этого топлива. Для оценки выбросов разработаны коэффициенты выбросов CO₂ для тех видов топлива, которые используются для выработки электроэнергии в Туркменистане.

На основе анализа «Программы развития электроэнергетики Туркменистана до 2020 года» [4], новая редакция которой подготовлена в декабре 2008 года, и экспертной оценки до 2030 года разработаны два сценария: базовый и сценарий смягчения изменения климата для сектора «Производство электроэнергии».

Базовый сценарий. В этом сценарии предполагается, что рост мощностей, необходимых для производства электроэнергии, запланированной «Программой развития электроэнергетики до 2020 года» и оцененной экспертами до 2030 года, будет происходить, за счет модернизации энергоблоков на Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ, а также строительства новых газотурбинных электростанций необходимой мощности, которые будут работать на простом цикле.

В базовом сценарии намечены два мероприятия которые позволят сократить выбросы CO₂ в атмосферу:

- Вывод из работы морально устаревшего и физически изношенного оборудования на Туркменбашинской ТЭЦ и Абаданской ГЭС и замена его новыми газотурбинными установками. Удельный расход условного топлива на новом оборудовании будет в 2-3 раза ниже.
- Модернизация физически изношенного оборудования на Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ, выполнение которой позволит увеличить располагаемую мощность Туркменской энергосистемы на 645 МВт, снизить удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, уменьшить выбросы CO₂ в атмосферу и продлить на 20 лет ресурс работы энергоблоков. Проведенные расчеты показывают, что затраты на модернизацию энергоблоков окупятся 3-5 лет только от экспорта сэкономленного газа. Расчет выбросов CO₂ в базовом сценарии произведен с учетом роста объемов выработки электроэнергии по годам и уменьшения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при внедрении намечаемых мероприятий.

Сценарий смягчения. В этом сценарии предполагается, что рост мощностей, необходимых для производства электроэнергии в период 2010-2020 годы, будет осуществляться за счет модернизации энергоблоков на Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ (645 МВт); перевода действующих и намечаемых к вводу в 2010 году газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл работы (720 МВт); и строительства ветровых и солнечных электростанций (84 МВт). В 2021-2030 годы рост выработки электроэнергии планируется покрывать за счет строительства паро-газовых электростанций комбинированного цикла (1496 МВт) и строительства электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии (45 МВт). Как показывают расчеты, затраты на выполнение мероприятий по переводу газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл окупятся за 5-6 лет только от экспорта сэкономленного топлива (природного газа).

На этой основе были рассчитаны инвестиционные и финансовые потоки до 2030 года.

Для расчетов ИиФП по обоим сценариям были использованы следующие документы:

- Второе Национальное сообщение по Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (Ашхабад, 2009 год);
- Национальная программа «Развития электроэнергетической отрасли Туркменистана до 2020 года»;
- Экспертная оценка «Развитие электроэнергетики Туркменистана на 2021- 2030 годы»;
- Проектные предложения от ЗАО Яровитэнгеро и ООО КЭР-Холдинг по модернизации энергоблоков Марыйской ГРЭС и Туркменбашинской ТЭЦ;
- Проектные предложения от ЗАО Яровитэнгеро и Чалык-Энерджи по переводу действующей электростанции простого цикла на комбинированный цикл;
- Проектное предложение компании «goetzpartners» по строительству солнечных электростанций;
- Годовые отчеты электростанций и ГЭК «Туркменэнгеро»;

- Справочная книжка энергетика третье издание, переработанное и дополненное Москва «Энергия», 1978;
- Справочник по проектированию электроэнергетических систем издание второе, переработанное и дополненное Москва «Энергия», 1977 год.

«Инвестиционные поступления» (ИП) - это капитальные затраты на строительство новых и модернизацию действующих электростанций.

«Финансовые поступления» (ФП) - это текущие расходы, связанные с программными мероприятиями по обучению персонала, расходы по проведение семинаров, распространение популярной литературы, подготовке новых кадров и повышению квалификации ранее работающих кадров.

«Расходы на операции и обслуживание» (ОО) - это эксплуатационные расходы, включающие в себя:

- Сырье и материалы
- Оплату за воду
- Услуги производственного характера
- Топливо
- Энергия
- Фонд оплаты труда
- Отчисление на социальное страхование
- Плата за экологию
- Прочие.

2. Сфера охвата, входные данные и сценарии

2.1 Сфера охвата сектора

Сектор «Производства электроэнергии» включает в себя семь тепловых электростанций и одну гидроэлектростанцию. Из семи тепловых электростанций три оснащены паротурбинными установками (Марыйская ГЭС, Туркменбашинская ТЭЦ и Сейдинская ТЭЦ); три - газотурбинными установками (Балканадсакая ГЭС, Ашхабадская ГЭС и Дашогузская ГЭС); и одна электростанция - газотурбинными и паротурбинными установками (Абаданская ГЭС). Все газотурбинные установки работают на простом цикле.

В состав оборудования электростанций с паротурбинными установками, кроме паровых турбин, входят котельные установки для химической подготовки воды, генераторы, трансформаторы и распределительные устройства. Охлаждение турбин на Марыйской ГЭС производится водами Каракум-реки, на Туркменбашинской ТЭЦ морской водой, а на остальных электростанциях по замкнутому циклу (градирни).

В состав оборудования электростанций с газотурбинными установками, кроме газовых турбин, входят генераторы, трансформаторы и распределительные устройства.

В данной работе охвачены все семь тепловых электростанций. В сферу охвата не включена только Гиндикушская гидроэлектростанция, т.к. она работает всего 2-3 месяца в году и является действующим музейным экспонатом, ее возраст составляет 97 лет.

Сектор «Производство электроэнергии» является основным потребителем топлива (природный газ, мазут, дизельное топливо) в промышленности. На его долю приходится 87% промышленного потребления газа в Туркменистане. По данным инвентаризации за 2000-2004 годы, выбросы CO₂ в этом секторе страны занимает третье место, после нефтегазового сектора и населения, и составляют 16% от общего объема выбросов [3].

Безусловно, для наращивания энергосбережения необходимо осуществление ряда мер по рациональному использованию электроэнергии в электроэнергетической отрасли, таких как выравнивание графика нагрузок, сокращение расхода электроэнергии на ее преобразование и транспортировку и другие. Однако, эти мероприятия не дадут существенного снижения выбросов CO₂ в атмосферу, и поэтому в настоящей работе не рассматривались, а смягчение изменения климата в результате сокращения выбросов CO₂ от выполнения мероприятий в секторе «Потребление электроэнергии» рассмотрены в отдельном секторальном отчете.

Что касается вопроса инвестиционных организаций, то необходимо отметить, что все затраты осуществляемые в секторе «Производство электроэнергии» это государственные средства, выделяемые Министерству Энергетики и промышленности Туркменистана в соответствии с Постановлениями Президента Туркменистана. Таким образом, правительство Туркменистана является основной инвестиционной организацией для оценки ИиФП, а внутренние бюджетные средства источником ИиФП для сектора «Производство электроэнергии».

2.2 Входные данные и сценарии

2.2.1 Период оценки и параметры учета расходов

Период оценки включает в себя исторический период с 2000 по 2008 год, а также перспективный период с 2009 по 2030 годы.

За базовый год принят 2008 год, так как в этом году был изменен курс доллара в сторону значительного увеличения по сравнению с предыдущим периодом 2000-2007. Таким образом, в 2008

году расходы ОО, которые традиционно рассчитываются в национальных манатах, существенно снизились при пересчете в доллары США. На основе расходов ОО за 2008 были оценены расходы ОО за 2009-2030 годы, а затем пересчитаны в доллары США. По экспертному мнению 2008 год в качестве базового отражает реальные расходы ОО в долларах США в последующие годы до 2030 года. ИП и ФП рассчитывались сразу в долларах США, поэтому на эти показатели выбор базового года не повлиял.

До 1 мая 2008 года официальный курс доллара США составлял 5200 манат, а с 1 мая 2008 года - 14250 манат или 2,85 деноминированных маната (с 1 января 2009 года) [12].

В соответствии с существующей практикой проектирования и по согласованию с международным экспертом для данной работы, ставка дисконта принята на уровне 10%.

2.2.2 Метод анализа

Для оценки ИиФП разработаны два сценария развития ситуации в секторе «Производство электроэнергии», которые основываются на «Программе развития электроэнергетической отрасли до 2020 года» [4] и экспертной оценке развития электроэнергетики до 2030 года.

Основные этапы разработки сценариев:

- 1) Произведен анализ состояния оборудования действующих электростанций, сроков их эксплуатации и технических параметров их работы. Определена максимальная мощность которую может нести это оборудование, годовая выработка электроэнергии и удельный расход топлива на выработку 1 кВт.ч. [9]
- 2) Определены причины низкой энергоэффективности работы энергоблоков и намечены мероприятия по увеличению их энергоэффективности.
- 3) На основе изучения мирового опыта работы электростанций намечены мероприятия по переводу работы газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл, а также строительство новых электростанций, использующих ко-генерацию.
- 4) Проведен анализ возможностей для внедрения возобновляемых источников энергии, намечены мероприятия по строительству электростанций использующих энергию солнца и ветра [8].

Данные для ФП и ОО расходов представлены в отраслевой отчетности в манатах, поэтому они переводились в доллары по существующему курсу.

ИП и ФП за 2010-2030 годы определены исходя из объемов строительства и модернизации электростанций, запланированных в Программе развития электроэнергетики Туркменистана до 2020 года и определенных экспертной оценкой до 2030 года. Стоимости (в валюте) взяты из имеющихся предложений по строительству и модернизации тепловых и солнечных электростанций. Затраты на строительство ветряных электростанций рассчитаны на основе предложений ведущих компаний, опубликованных в Интернете [8].

ОО на 2010-2030 годы определены методом линейных трендов на основе данных за 2008 год с учетом ежегодного увеличения затрат на топлива, а также увеличения затрат на ремонт и техническое обслуживание вновь вводимого оборудования.

2.2.3 Исторические ИиФП и ОО данные, а также субсидии

Исторический период представлен показателями за 2000-2008 год. Данные по расходу топлива за этот период взяты из годовых отчетов электростанций, расчетным путем определены объемы

выбросов CO₂ от сжигания каждого вида топлива (природный газ, мазут, дизтопливо). Затраты ИП и ФП на строительство новых газотурбинных электростанций в этот период взяты из контрактов (в валюте) на сооружение этих электростанций. Эксплуатационные затраты (ОО) на сырье, топливо, оплату труда и прочие расходы взяты из годовых отчетов электростанций в манатах. В таблицах эти расходы пересчитаны в доллары США по официальному курсу 1 доллар=5200 манат по апрель 2007 года и 1доллар=14250 манат с мая 2007 года по 2008 год.

За 9-месяцев 2009 год ИП и ФП взяты из квартальных отчетов по капитальному строительству и за IV квартал добавлены ожидаемые затраты ИП и ФП (в валюте). Аналогично определены затраты ОО в манатах с переводом их в доллары США по официальному курсу 2,85 маната за 1 доллар США.

На основе годовых расходов топлива (газ, мазут, дизтопливо) из годовых отчетов за 2000-2008 год и коэффициентов выбросов CO₂ при сжигании газа, мазута и дизтоплива найдены объемы выбросов CO₂ от сжигания каждого вида топлива, а также суммарный объем выбросов CO₂ от сжигания всех видов топлива (см. Приложение).

ИП в секторе «Производство электроэнергии» определены на основе фактических затрат на строительство газотурбинных станций. ФП оценены на основе данных фактических затрат на обучение персонала для эксплуатации газотурбинных электростанций и реконструированного энергоблока №2 на Марыйской ГЭС, а также затраты на повышение квалификации персонала электростанций, ежегодно проводимые в учебном центре ГЭК «Туркменэнерго» [9].

Данные для определения ОО расходов получены из годовых отчетов электростанций и включают в себя затраты на ремонт и эксплуатацию электростанций, стоимость топлива и зарплату персонала.

Затраты на производство электроэнергии по видам инвестиций

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; **Источник ИиФП средств** – Внутренние бюджетные фонды

Вид инвестиций	Строительство новых электростанций			Эксплуатация электростанций, построенных до 2000 года		
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО
Год						
2000	8,00	0	1,11	0	0,18	13,71
2001	11,90	0	1,08	0	0,21	24,52
2002	29,60	0	1,13	0	0,15	29,55
2003	48,00	0,05	1,24	0	0,14	39,0
2004	4,20	0,08	2,21	0	0,12	40,37
2005	45,90	0,16	2,27	0	0,15	48,02
2006	114,15	0,22	3,64	0	0,14	49,81
2007	65,00	0,18	1,79	0	0,15	24,6
2008	170,00	0,28	2,6	0	0,14	19,49
Всего	496,75	0,97	17,07	0,00	1,38	295,07

Общие затраты на производство электроэнергии (исторический период)
млн. \$ США

	ИП	ФП	ОО
2000	8,00	0,18	20,82
2001	11,90	0,21	25,60
2002	29,60	0,15	30,68
2003	48,00	0,19	40,24
2004	4,20	0,20	42,58
2005	45,90	0,31	50,29
2006	114,15	0,36	53,45
2007	65,00	0,33	26,39
2008	170,00	0,42	22,09
Всего	496,75	2,35	312,14

Как видно из таблицы значительный рост ИП приходится на 2006 и особенно 2008 год. Это связано с тем, что в 2005-2006 годах построена Ашхабадская газотурбинная электростанция, в 2006-2007 годах Дашогузская газотурбинная электростанция, а в 2008 году начато строительство трех газотурбинных электростанций (все электростанции мощностью 254 МВт простого цикла).

В соответствии с нормами амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов, утвержденными Постановлением Президента Туркменистана, срок службы газотурбинных электростанций составляет 16,4 года.

Рост ОО в 2005-2006 годах связан с выполнением реконструкции турбины энергоблока №2 Марыйской ГЭС за счет средств ОО. Снижение ОО в 2007-2008 годах отражает изменение курса доллара к национальной валюте в мае 2007 года.

2.2.4 Базовый сценарий

В базовом сценарии предполагается, что весь прирост мощностей, необходимых для увеличения выработки электроэнергии до 2030 года, осуществляется за счет строительства газотурбинных электростанций.

Здесь предусмотрены два направления, позволяющие снизить расход топлива на выработку электроэнергии. Первое - это вывод из работы морально и физически изношенного оборудования, удельный расход топлива для которого в два-три раза превышает средний удельный расход топлива по ГЭК «Туркменэнерго». Второе - это модернизация энергоблоков Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ, которая позволит снизить удельный расход топлива на этих энергоблоках и, следовательно, сократит расход газа на выработку электроэнергии.

Выбросы CO₂ на период 2009-2030 годы рассчитаны на основе оцененного количества топлива, необходимого для производства запланированного объема электроэнергии в эти годы, с учетом мероприятий по модернизации энергоблоков и вывода изношенных паровых турбин на электростанциях и строительства новых газотурбинных электростанций (см. Приложение).

Суммарные ИП в базовом сценарии складывается из ИП на модернизацию действующих электростанций; ИП на вывод из эксплуатации морально устаревших и физически изношенных паровых турбин; и ИП для строительства новых газотурбинных электростанций.

Суммарные ФП и ОО этого сценария состоят из ФП и ОО на модернизацию действующих электростанций; для строительства новых газотурбинных электростанций; и на эксплуатацию электростанций, построенных до 2009 года.

При выполнении расчетов ИиФП и ОО приняты следующие допущения:

1. Ввод мощностей, необходимых для обеспечения объемов выработки электроэнергии до 2030 года, осуществляется за счет строительства газотурбинных электростанций. Стоимость одной электростанции принята 120 млн. долларов США (Стоимость Дашогузской электростанции, введенный в эксплуатацию в декабре 2007 года) [9].
2. ИиФП и ОО на модернизацию энергоблоков и вывод изношенных паровых турбин определены в соответствующих разделах.

Суммарные ИиФП и ОО с учетом увеличения расходов ОО на годовой рост объемов потребления топлива и повышения заработной платы для базового сценария представлены в конце раздела.

А) Модернизация действующих электростанций

Расчет ИиФП и ОО выполнен на основе проекта плана модернизации по модернизации энергоблоков Марыйской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ до 2030 года.

План модернизации энергоблоков на электростанциях до 2020 года

Годы	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Марыйская ГЭС			Энерго блок № 5	Энерго блок № 3	Энерго блок № 1	Энерго блок № 4	Энерго блок № 6
Туркменбашинская ТЭЦ							

Годы	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2030
Марыйская ГЭС	Энерго блок № 7	Энерго блок № 8	Энерго блок № 2			—
Туркменбашинская ТЭЦ				Энерго блок № 11	Энерго блок № 12	—

Стоимость работ по модернизации взята из предложения ЗАО «Яровитэнерго» [6]. Стоимость модернизации одного энергоблока Марыйской ГЭС составляет 64 млн. долларов США. Стоимость модернизации одного энергоблока Туркменбашинской ТЭЦ составляет 86 млн. долларов США. При выполнении расчетов для Марыйской ГЭС приняты следующие распределения инвестиций:

- модернизация одного энергоблока выполняется в течение двух лет;
- в первый год выполняется подготовительные работы, стоимость которых составляет 20 млн. долларов США;
- во второй год выполняются все основные работы по модернизации, стоимость которых составляет 44 млн. долларов США.
- При выполнении модернизации энергоблоков Туркменбашинской ТЭЦ принят следующий график распределения инвестиций:
- модернизация одного энергоблока выполняется в течении двух лет;
- в первый год выполняются подготовительные работы и изготовление оборудования, стоимость этих работ составляет 20 млн. долларов США;
- во второй год выполняются все основные работы по модернизации, стоимость которых составляет 66 млн.долларов США.

Расчет ФП выполнен с учетом необходимого обучения персонала для эксплуатации энергоблоков после модернизации.

Расчет ОО, необходимых для поддержания энергоблоков в нормальном состоянии, определен следующим образом: После модернизации энергоблока через каждые пять лет необходимо выполнить капитальный ремонт, стоимость которого составляет 4,2 млн. долларов США, то есть ежегодно по 0,84 млн. долларов США. Таким образом, дополнительные оборотные затраты для одного энергоблока после модернизации составляют 0,84 млн. долларов США на каждый год.

Затраты ОО на топлива, зарплату и прочие затраты определены для эксплуатации электростанций, построенных до 2009 года и описаны ниже.

Б) Вывод из эксплуатации морально устаревших и физически изношенных паровых турбин с замещением вырабатываемой ими электроэнергии новыми современными электростанциями

В 2010 году, после ввода в эксплуатацию Ахалской газотурбинной электростанции, планируется вывод из эксплуатации старых паровых турбин Абаданской ГЭС, отработавших свой моторесурс: паровая турбина типа ПТ-25-90 с производственным отбором пара и установленной мощностью 25 МВт и сроком службы 48 лет; паровая турбина типа К-50-90 установленной мощностью 50 МВт и сроком службы 45 лет. Таким образом, планируемая суммарная мощность для вывода из эксплуатации составляет 75 МВт.

Выработку электроэнергии вместо выведенных мощностей будет производить Ахалская ГЭС, ожидаемый удельный расход условного топлива которой 382 гр/кВтч.(по аналогии с Ашгабадской ГЭС), что значительно ниже значений данного показателя на старой части Абаданской ГЭС [9].

Также в 2010 году планируется вывод старой части Туркменбашинской ТЭЦ после ввода в эксплуатацию Авазинской газотурбинной электростанций. Будут выведены из эксплуатации паровые

турбины типа ПТ-60-90-16 с установленной мощностью 60 МВт в количестве 2 шт. и сроком службы 43-44 года. Суммарная мощность выводимых из эксплуатации паровых турбин составляет 120 МВт.

Согласно оцененному объему сэкономленного топлива, сокращение выбросов CO₂ в результате вывода старых паровых турбин Абаданской ГЭС и Туркменбашинской ТЭЦ достигнет 232092 тн/год.

Вывод старых электростанций, отработавших свой моторесурс, с замещением их вырабатываемой энергии новыми современными электростанциями до 2030 года будет осуществлен следующим образом:

- После ввода в эксплуатацию Авазинской газотурбинной электростанции мощностью 254 МВт планируется вывод старых паровых турбин типа ПТ-60/90-16 в количестве 2 шт., которые эксплуатируются в данное время на Туркменбашинской ТЭЦ. Мощность каждой турбины 60 МВт/час.
- Ввод в эксплуатацию Авазинской газотурбинной электростанции запланирован на май 2010 года, следовательно, вывод старых турбин Туркменбашинской ТЭЦ будет реализован в 2010 году.
- После ввода в эксплуатацию Ахалской газотурбинной электростанции с мощностью 254 МВт планируется вывод старых паровых турбин типа К-50 и типа ПТ-25/90-16, эксплуатируемых в данное время на Абаданской ГЭС. Мощность турбины типа К-50 50 МВт/час, а турбины типа ПТ-25/90-16 25 МВт/час.
- Ввод в эксплуатацию Ахалской газотурбинной электростанции запланирован на февраль 2010 года, следовательно вывод старых турбин Абаданской ГЭС будет реализован в 2010 году.

При выполнении расчетов ИП приняты за основу затраты на демонтаж старого оборудования и благоустройство освобожденной территории. Согласно сметно-финансовым предложениям подрядчиков вышеуказанные затраты составляют:

- для списания старых паровых турбин Абаданской ГЭС - 480 тыс. долларов США.
- для списания старых паровых турбин Туркменбашинской ТЭЦ - 720 тыс. долларов США.

Поскольку эти затраты носят разовый характер, они отнесены к ИП в 2010 год, так как вывод старых паровых турбин Абаданской ДЭС и Туркменбашинской ТЭЦ планируется в 2010 году. Затраты на ФП и ОО в данном случае отсутствуют.

В) Строительство новых газотурбинных электростанций

Ниже в таблицах приводится проект плана ввода новых мощностей, необходимых для обеспечения заданных объемов выработки электроэнергии до 2020 года [9] и оцененных объемов электроэнергии до 2030 года.

Для расчета ИП и ФП строящихся электростанций использованы данные строительства Дашогузской электростанций за 2030 год, к которым добавлены необходимые затраты на ремонт в соответствии с требованиями изготовителя оборудования.

Проект плана строительства газотурбинных электростанций до 2020 года

Годы	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ахалская ГЭС		ГТУ-254		ГТУ-127								
Ашхабадская ГЭС						ГТУ-127						
Дашогузская ГЭС								ГТУ-127				
Балканабадская ГЭС		ГТУ-254								ГТУ-127		
Авазинская ГЭС		ГТУ-254										ГТУ-127

Проект плана строительства газотурбинных электростанций до 2030 года

Годы	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ГЭС в Ахалском веляте		ГТУ-381				ГТУ-381				
ГЭС в Лебапском веляте				ГТУ-127						
ГЭС в Марыйском веляте								ГТУ-381		

Г) Эксплуатация электростанций, построенных до 2009 года

До 2009 года введены в эксплуатацию энергоустановки на следующих электростанциях:

- 1) Абаданская государственная электростанция (с 1962 по 2003 год)
- 2) Туркменбашинская теплоэлектростанция (с 1965 по 1986 год)
- 3) Марыйская государственная электростанция (с 1973 по 1987 год)
- 4) Сейдинская теплоэлектростанция (с 1992 по 2004 год)
- 5) Балканабадская государственная электростанция (с 2003 по 2004 год)
- 6) Ашхабадская государственная электростанция (с 2005 по 2006 год)
- 7) Дашогузская государственная электростанция (с 2006 по 2007 год)

ФП для эксплуатации электростанций, построенных до 2009 года, определены, исходя из анализа ФП за 2000-2009 год, которые, в основном, учитывают обучение персонала в учебном центре «Туркменэнерго».

Расчет ОО проведен на основании фактических данных ОО за 2008 год с добавлением затрат на увеличение расхода газа в связи с увеличением объемов выработки электроэнергии и предполагаемым ростом заработной платы.

Затраты на производство электроэнергии по видам инвестиций. Базовый сценарий

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Виды инвестиций	Модернизация действующих электростанций			Вывод изношенных паровых турбин			Строительство газотурбинных электростанций			Эксплуатация электростанций построенных до 2009 года		
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО
2008	0	0	0	0	0	0	170,00	0,28	2,6	0	0,14	19,49
2009	0	0	0	0	0	0	360,00	0,37	0	0	0,11	22,09
2010	20,00	0,12	0	1,20	0	0	140,00	0,09	4,74	0	0,11	22,09
2011	64,00	0,22	0	0	0	0	0	0,09	6,05	0	0,11	22,09
2012	64,00	0,31	0,84	0	0	0	60,00	0,27	8,99	0	0,11	22,09
2013	64,00	0,12	1,68	0	0	0	0	0,09	8,99	0	0,11	22,09
2014	64,00	0,25	2,52	0	0	0	60,00	0,27	12,07	0	0,11	22,09
2015	64,00	0,51	3,36	0	0	0	0	0,09	12,07	0	0,11	22,09
2016	64,00	0,21	4,20	0	0	0	60,00	0,27	15,15	0	0,11	22,09
2017	64,00	0,12	5,04	0	0	0	0	0,09	15,15	0	0,11	22,09
2018	64,00	0,36	5,88	0	0	0	60,00	0,27	18,23	0	0,11	22,09
2019	86,00	0,24	6,72	0	0	0	0	0,09	18,23	0	0,11	22,09
2020	66,00	0,18	7,56	0	0	0	60,00	0,27	19,91	0	0,11	22,09
2021	0	0,15	8,40	0	0	0	80,00	0,09	19,91	0	0,11	22,09
2022	0	0,13	8,40	0	0	0	100,00	0,45	22,19	0	0,11	22,09
2023	0	0,22	8,40	0	0	0	80,00	0,09	22,99	0	0,11	22,09
2024	0	0,28	8,40	0	0	0	100,00	0,45	26,07	0	0,11	22,09
2025	0	0,23	8,40	0	0	0	80,00	0,09	26,67	0	0,11	22,09
2026	0	0,34	8,40	0	0	0	100,00	0,45	29,15	0	0,11	22,09
2027	0	0,56	8,40	0	0	0	80,00	0,09	29,99	0	0,11	22,09
2028	0	0,19	8,40	0	0	0	100,00	0,45	32,23	0	0,11	22,09
2029	0	0,11	8,40	0	0	0	0	0,09	33,37	0	0,11	22,09
2030	0	0,40	8,40	0	0	0	0	0,09	34,85	0	0,11	22,09
Всего	684,00	5,25	121,80	1,20	0,00	0,00	1690,00	4,88	419,60	0,00	2,56	505,47

Общие затраты на производство электроэнергии

Базовый сценарий

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Годы	Затраты без дисконтирования			Дисконтированные затраты		
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО
2008	170,00	0,42	22,09	170,00	0,42	22,09
2009	360,00	0,48	22,09	327,27	0,44	20,08
2010	161,20	0,32	26,83	133,22	0,26	22,17
2011	64,00	0,42	28,14	48,08	0,32	21,14
2012	124,00	0,69	31,92	84,69	0,47	21,80
2013	64,00	0,32	32,76	39,74	0,20	20,34
2014	124,00	0,63	36,68	69,99	0,36	20,70
2015	64,00	0,71	37,52	32,84	0,36	19,25
2016	124,00	0,59	41,44	57,85	0,28	19,33
2017	64,00	0,32	42,28	27,14	0,14	17,93
2018	124,00	0,74	46,20	47,81	0,29	17,81
2019	86,00	0,44	47,04	30,14	0,15	16,49
2020	126,00	0,56	49,56	40,15	0,18	15,79
2021	80,00	0,35	50,40	23,17	0,10	14,60
2022	100,00	0,69	52,68	26,33	0,18	13,87
2023	80,00	0,42	53,48	19,15	0,10	12,80
2024	100,00	0,84	56,56	21,76	0,18	12,31
2025	80,00	0,43	57,16	15,83	0,09	11,31
2026	100,00	0,90	59,64	17,99	0,16	10,73
2027	80,00	0,76	60,48	13,08	0,12	9,89
2028	100,00	0,75	62,72	14,86	0,11	9,32
2029	0,00	0,31	63,86	0,00	0,04	8,63
2030	0,00	0,60	65,34	0,00	0,07	8,03
Всего	2375,20	12,69	1046,87	1261,12	5,02	366,43

2.2.5 Сценарий смягчения

В сценарии смягчения предполагается, что до 2020 года прирост мощностей, необходимых для увеличения выработки электроэнергии, осуществляется за счет перевода газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл; в 2020-2030 годы за счет строительства электростанций паро-газового цикла. Предусматриваются два направления, позволяющих снизить расход топлива на выработку электроэнергии:

- 1) Перевод газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл и в дальнейшем строительство только электростанций паро-газового цикла.
- 2) Строительство электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ветряные и солнечные электростанции).

Исключив из объемов выбросов базового сценария сокращение выбросов, рассчитанных по этим двум направлениям, получен объем выбросов CO₂ по сценарию смягчения.

Таким образом, до 2020 года все газотурбинные электростанций построенные с 2005 по 2010 годы будут переведены на паро-газовый цикл. Для этого будут построены котлы-утилизаторы, работающие на уходящих газах газотурбинных электростанций, а также паровые турбины мощностью 120 МВт. Эти мощности согласуются с мощностями (127 МВт) газотурбинных установок, намеченных к строительству в базовом сценарии. Другими словами для каждой из перечисленных электростанций вместо планируемой установки третьей газотурбинной установки, мощностью 127 МВт в базовом сценарии, в сценарии смягчения предусматривается установка паровой турбины мощностью 120 МВт и перевод работы электростанций на паро-газовый цикл работы. Как было отмечено выше, такому переводу не подлежит Абаданская ГЭС.

Предложения по строительству газотурбинных электростанции паро-газового цикла до 2030 года

Годы	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ГЭС в Ахалском веляте		ГТУ-254, ПТУ-120				ГТУ-254, ПТУ-120				
ГЭС в Лебапском веляте				ГТУ-254, ПТУ-120						
ГЭС в Марыйском веляте								ГТУ-254, ПТУ-120		

В период 2020-2030 годы в сценарии смягчения будут построены электростанции парогазового цикла вместо обычных газотурбинных электростанций, предусмотренных в базовом сценарии. Мощности электростанций для обоих сценариев аналогичны.

На основе оцененного объема сэкономленного топлива за счет перевода газотурбинных электростанций на паро-газовый цикл, определено ежегодное сокращение выбросов CO₂ - 515243,3 тн/год.

Расчет ИиФП и ОО по переводу действующих электростанций на паро-газовый цикл выполнен на основе имеющегося бизнес-предложения компании «Чалык энерджи». Стоимость работ по переводу составит 162 млн. долларов США.[7]

В расчетах за основу принято, что работы по переводу на паро-газовый цикл выполняются за 2 года. В первый год будут выполняться подготовительные работы, а также изготовление оборудования. Затраты первого года составят 50 млн. долларов США. Во второй год планируются основные работы, расходы на их выполнение составят 112 млн. долларов США.

Согласно бизнес-предложениям зарубежных компаний оборотные расходы для паровых турбин составляют 3 доллара США на каждый вырабатываемый 1 МВт.ч энергии. Таким образом, ОО расходы составят: $ОО = \sum Э \times 3\$$

Где $\sum Э$ - суммарная электроэнергия, вырабатываемая паровыми турбинами паро-газового цикла.

ФП для газотурбинных электростанций паро-газового цикла, определены исходя из потребности обучения персонала эксплуатации нового оборудования, по аналогии с обучением персонала для эксплуатации газотурбинных электростанций в базовом сценарии. Стоимость такого обучения была взята из имеющихся контрактов.

В) Строительство ветряных и солнечных электростанций

Географическое расположение Туркменистана таково что на 80% ее территории количество солнечных дней превышает 2500 часов/год, при этом прямое солнечное излучение составляет 1800-1860 кВт.ч/м². Специалистами Министерства энергетики и промышленности совместно с консалтинговой компанией «goetzpartners» (Германия) и компанией «Concentrix solar» (Германия) рассмотрена возможность и обоснована целесообразность строительства фотоэлектрических солнечных электростанций, а также разработан пилотный проект строительства такой электростанции в пригороде столица Туркменистана - Ашхабада. [8]

В настоящее время Министерство энергетики и промышленности совместно с компанией «goetzpartners» (Германия) изучает возможность применения энергии ветра в Туркменистане. [8]

Анализ скорости ветра и энергетической отдачи, проведенной совместно с экспертами Windtest на базе трех метеостанций (Кули Маяк, Туркменбаши и Балканабад) показал, что средняя скорость ветра в районе этих метеостанций на высотах 50 и 80 метров соответственно составляет:

Кули Маяк - 4,6м/с; 4,9 м/с.

Туркменбаши - 5,0м/с; 5,4 м/с.

Балканабад - 6,8м/с; 7,3 м/с.

Минимальная скорость, целесообразная для использования ветрогенераторов, составляет соответственно 5,0 м/с; 6,0 м/с. Таким образом, в районе Балканабада экономически целесообразно устанавливать ветряные генераторы. В настоящее время изучаются наиболее эффективные ветряные генераторы и ведутся работы по составлению пилотного проекта.

Учитывая, что на момент выполнения данной работы в Туркменистане не имеется программы развития возобновляемых источников электроэнергии, предложено на первом этапе (до 2020 года) начать с внедрения ветряных установок, так как техническая и экономическая эффективность от их внедрения выше, чем от солнечных электростанций, а после 2020 года увеличить применение солнечных электростанций.

Вырабатываемая возобновляемыми источниками электроэнергия к 2030 году будут доведена до уровня 1%, от всей вырабатываемой электроэнергии в Туркменистане. В соответствии с экспертной оценкой, общая выработка электроэнергии в 2030 году составит 35,5 млрд.кВт.ч. Таким образом, к 2030 году выработка электроэнергии от возобновляемых источников энергии составит 355 млн.кВт.ч. На основе данных компании «goetzpartnezs», средняя энергетическая отдача в год от ветряной установки мощностью 1 МВт составит 3,5 млн.кВт.ч, а от солнечной установки мощностью 1 МВт - 1,85 млн.кВт.ч. Эти показатели позволили определить мощности ветряных и солнечных установок, необходимых для выработки 355 млн.кВт.ч в год.

Мощность солнечных электростанций:

- фотоэлектрических 10 МВт (имеется пилотный проект на 2МВт)
- гелиотермальных 50 МВт

Как было сказано выше в 2030 году выработка электроэнергии от возобновляемых источников планируется в объеме 355 млн.кВт.ч. Мощность солнечных электростанций планируется 60 МВт. Выработка электроэнергии этими электростанциями будет $60 \times 1,85 = 111$ млн.кВт.ч. Следовательно ветряные электростанции должны выработать $355 - 111 = 244$ млн.кВт.ч и их мощность должна составить $244 / 3,5 = 69,7$ МВт или 46 ветряных установок единичной мощностью по 1,5 МВт.

В 2010 году необходимо изучить и определить местности, где среднегодовая скорость ветра является оптимальной для установки ветряных установок. Поэтому годом сооружения первой ветряной установки принят 2011 год.

**Предложения по строительству и вводу в эксплуатацию
возобновляемых источников энергии**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ветряные		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Солнечные			2				2				50

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ветряные	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6
Солнечные				2			2			2

В соответствии с этими данными в 2011-2020 годы ежегодно будут вводиться ветряные установки мощностью 3 МВт. Следовательно, ежегодная выработка от ветряных установок будет составлять: $3 \times 3,5 = 10,5$ млн. кВт.ч

Ежегодные экономия природного газа и сокращение выбросов CO₂ от внедрения ветряных установок составит 3,85 млн.м³ и 7,21 тыс.тонн соответственно.

Принимая во внимание, что средняя энергетическая отдача в год от 1 МВт солнечной электростанции равна 1,85 млн.кВт часов, проведены расчеты ежегодной экономии природного газа и снижения выбросов CO₂ от внедрения солнечных электростанций, которые составили: 1,36 млн.м³ и 2,55 тыс.тонн соответственно.

По разработанному в 2008 году для Туркменистана пилотному проекту стоимость строительства фотоэлектрической солнечной электростанции мощностью 10 МВт составляет 79,1 млн. евро или 118,0 млн.долларов США, а годовые эксплуатационные затраты на фотоэлектрическую солнечную электростанцию - 0,08 млн. долларов США на 1 МВт.

Проекты для геотермальной и ветряной электростанций для Туркменистана не разрабатывались, поэтому для расчетов применены данные, представленные фирмой «goetzpartnezs»: [8]

Гелиотермальная солнечная электростанция мощностью 50МВт:

- инвестиционные затраты 497 млн.долларов США
- эксплуатационные затраты 6,35 млн.долларов США
- годовая выработка электроэнергии 165 млн.квт.ч

Ветряная электростанция мощностью 1,5 МВт:

- инвестиционные затраты 1,9 млн.долларов США
- эксплуатационные затраты 0,04 млн.долларов США

Наиболее эффективными для условий Туркменистана определены ветро-генераторы единичной мощностью 1,5 МВт. Учитывая тот факт, что в районе, обладающим достаточной ветровой нагрузкой для эффективной работы ветро-генераторов, где намечена их установка, имеется избыток мощности, предлагается ежегодно вводить по два ветро-агрегата. Стоимость одного ветро-агрегата оценена с учетом их доставки в Туркменистан в соответствии с бизнес-предложением фирмы «Vestas». [8]

На основе приведенных выше данных, произведены расчеты ИиФП и ОО, необходимые для строительства и эксплуатации электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии.

Затраты на строительство электростанций с использованием возобновляемых источников энергии
млн. \$ США
Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Годы	Фотоэлектрические			Геотермальные			Ветряные			Всего		
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО
2008												
2009												
2010												
2011							5,7	0,06	0,08	5,7	0,06	0,08
2012	23,6	0,12	0,16				5,7		0,16	29,3	0,12	0,32
2013			0,16				5,7		0,24	5,7		0,4
2014			0,16				5,7		0,32	5,7		0,48
2015			0,16				5,7		0,4	5,7		0,56
2016	23,6	0,12	0,32				5,7	0,06	0,48	29,3	0,18	0,8
2017			0,32				5,7		0,56	5,7		0,88
2018			0,32	150			5,7		0,64	155,7		0,96
2019			0,32	150			5,7		0,72	155,7		1,04
2020			0,32	197	0,18		5,7		0,8	202,7	0,18	1,12
2021			0,32			6,35	5,7	0,06	0,88	5,7	0,06	7,55
2022			0,32			6,35	5,7		0,96	5,7		7,63
2023			0,32			6,35	5,7		1,04	5,7		7,71
2024	23,6	0,12	0,48			6,35	5,7		1,12	29,3	0,12	7,95
2025			0,48			6,35	5,7	0,06	1,2	5,7	0,06	8,03
2026			0,48			6,35	5,7		1,28	5,7		8,11
2027	23,6	0,12	0,64			6,35	5,7		1,36	29,3	0,12	8,35
2028			0,64			6,35	11,4		1,54	11,4		8,53
2029			0,64			6,35	11,4	0,06	1,7	11,4	0,06	8,69
2030	23,6	0,12	0,8			6,35	11,4		1,86	35	0,12	9,01
Всего	118	0,6	7,36	497	0,18	63,5	131,1	0,3	17,34	746,1	1,08	88,2

Учитывая высокую стоимость применения альтернативных источников энергии (1 МВт солнечной электростанций в 15 раз превышает 1 МВт обычной газотурбинной электростанции) и тот факт, что до 2030 года электроэнергию будет отпускаться населению бесплатно, а тарифы для промышленных потребителей останутся довольно дешевыми, в сценарии смягчения предусмотрено производство электроэнергии от возобновляемых источников в минимальном объеме - 1% от всей вырабатываемой энергии.

При этом следует иметь ввиду, что Туркменистан обладает колоссальными запасами газа, стоимость которого для внутренних промышленных потребителей составляет 1,26 долларов США за 1000м³, себестоимость электроэнергии - около 0,5 цента за 1 кВт.ч. Тогда как себестоимость на солнечных электростанциях составляет 16 центов, то есть в 32 раза дороже.

Поэтому до 2030 года планируется реализовать разработанный пилотный проект для солнечной электростанции, а также имеющиеся проработки по ветряным электростанциям.

Затраты на производство электроэнергии по видам инвестиций. Сценарий смягчения
млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Виды инвестиции	Модернизация действующих электростанций			Вывод изношенных паровых турбин			Строительство электростанций простого цикла			Перевод электростанций на комбинированный цикл			Строительство электростанций комбинированного цикла			Строительство солнечных и ветровых электростанций			Эксплуатация электростанций, построенных до 2009 года			Прочие затраты
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	
2008	0	0	0	0	0	0	170	0,28	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,14	19,49	0
2009	0	0	0	0	0	0	360	0,37	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,11	22,09	0,79
2010	20	0,12	0	1,20	0	0	140	0,09	4,74	0	0,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0,11	22,09	0
2011	64	0,22	0	0	0	0	0	0,09	6,05	50	0,18	0	0	0	0	5,70	0,06	0,08	0	0,11	22,09	0
2012	64	0,31	0,84	0	0	0	0	0,27	8,99	112	0,18	2,2	0	0	0	29,30	0,12	0,32	0	0,11	22,09	0
2013	64	0,12	1,68	0	0	0	0	0,09	8,99	50	0,22	2,2	0	0	0	5,70	0	0,40	0	0,11	22,09	0
2014	64	0,25	2,52	0	0	0	0	0,27	8,99	112	0,26	4,4	0	0	0	5,70	0	0,48	0	0,11	22,09	3,08
2015	64	0,51	3,36	0	0	0	0	0,09	8,99	50	0,32	4,4	0	0	0	5,70	0	0,56	0	0,11	22,09	3,08
2016	64	0,21	4,20	0	0	0	0	0,17	8,99	112	0,32	6,6	0	0	0	29,30	0,18	0,80	0	0,11	22,09	6,16
2017	64	0,12	5,04	0	0	0	0	0,09	8,99	50	0,37	6,6	0	0	0	5,70	0	0,88	0	0,11	22,09	6,16
2018	64	0,36	5,88	0	0	0	0	0,27	8,99	112	0,37	8,8	0	0	0	155,70	0	0,96	0	0,11	22,09	9,25
2019	86	0,24	6,72	0	0	0	0	0,09	8,99	50	0,38	8,8	0	0	0	155,70	0	1,04	0	0,11	22,09	9,25
2020	66	0,18	7,56	0	0	0	0	0,27	8,99	112	0,32	10	0	0,06	0	202,70	0,18	1,12	0	0,11	22,09	10,92
2021	0	0,15	8,40	0	0	0	0	0,00	8,99	0	0,33	10	90	0,15	0	5,70	0,06	7,55	0	0,11	22,09	10,92
2022	0	0,13	8,40	0	0	0	0	0,00	9,07	0	0,33	10	192	0,51	4,48	5,70	0	7,63	0	0,11	22,09	10,92
2023	0	0,22	8,40	0	0	0	0	0,00	8,99	0	0,17	10	90	0,33	5,28	5,70	0	7,71	0	0,11	22,09	10,92
2024	0	0,28	8,40	0	0	0	0	0,00	8,99	0	0,17	10	192	0,69	10,56	29,30	0,12	7,95	0	0,11	22,09	10,92
2025	0	0,23	8,40	0	0	0	0	0,00	8,99	0	0,18	10	90	0,33	11,16	5,70	0,06	8,03	0	0,11	22,09	10,92
2026	0	0,34	8,40	0	0	0	0	0,00	8,99	0	0,18	10	192	0,33	15,84	5,70	0	8,11	0	0,11	22,09	10,92
2027	0	0,56	8,40	0	0	0	0	0,00	9,83	0	0,19	10	90	0,33	15,84	29,30	0,12	8,35	0	0,11	22,09	10,92
2028	0	0,19	8,40	0	0	0	0	0,00	9,83	0	0,19	10	192	0,69	20,28	11,40	0	8,53	0	0,11	22,09	10,92
2029	0	0,11	8,40	0	0	0	0	0,00	9,83	0	0	10	0	0,09	21,42	11,40	0,06	8,69	0	0,11	22,09	10,92
2030	0	0,40	8,40	0	0	0	0	0,00	11,31	0	0	10	50	0,09	21,42	35,00	0,12	9,01	0	0,11	22,09	10,92
Всего	684,	5,25	121,80	1,20	0	0	670	2,44	189,12	810	4,78	154	1178	3,6	126,28	746,10	1,08	88,20	0	2,56	505,47	157,89

Общие затраты ИиФП и ОО на производство электроэнергии в сценарии смягчения определены путем сложения соответствующих затрат ИиФП и ОО затрат от модернизации действующих электростанций, вывода изношенных паровых турбин, строительства электростанций простого цикла, перевода электростанций на комбинированный цикл, строительства электростанций комбинированного цикла, строительства солнечных и ветровых электростанций, а также эксплуатации электростанций построенных до 2009 года.

Общие затраты на производство электроэнергии

Сценарий смягчения

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Годы	Затраты без дисконтирования			Дисконтированные затраты		
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО
2008	170,00	0,42	22,09	170,00	0,42	22,09
2009	360,00	0,48	22,88	327,27	0,44	20,80
2010	161,20	0,44	26,83	133,22	0,36	22,17
2011	119,70	0,66	28,22	89,93	0,50	21,20
2012	205,30	0,99	34,44	140,22	0,68	23,52
2013	119,70	0,54	35,36	74,32	0,34	21,96
2014	181,70	0,89	41,56	102,56	0,50	23,46
2015	119,70	1,03	42,48	61,43	0,53	21,80
2016	205,30	0,99	48,84	95,77	0,46	22,78
2017	119,70	0,69	49,76	50,76	0,29	21,10
2018	331,70	1,11	55,97	127,88	0,43	21,58
2019	291,70	0,82	56,89	102,24	0,29	19,94
2020	380,70	1,12	60,68	121,30	0,36	19,33
2021	95,70	0,80	67,95	27,72	0,23	19,68
2022	197,70	1,08	72,59	52,06	0,28	19,12
2023	95,70	0,83	73,39	22,91	0,20	17,57
2024	221,30	1,37	78,91	48,16	0,30	17,17
2025	95,70	0,91	79,59	18,93	0,18	15,75
2026	197,70	0,96	84,35	35,56	0,17	15,17
2027	119,30	1,31	85,43	19,51	0,21	13,97
2028	203,40	1,18	90,05	30,23	0,18	13,39
2029	11,40	0,37	91,35	1,54	0,05	12,34
2030	85,00	0,72	93,15	10,44	0,09	11,44
Всего	4089,30	19,71	1342,76	1864,00	7,48	437,34

3. Результаты

3.1 Дополнительные изменения в ИиФП и ОО расходах

Дополнительные изменения представляют собой разницу в ИиФП, ОО в сценарии смягчения по сравнению с базовым сценарием.

Общий объем затрат по сценарию смягчения (2008-2030 годы) составляет 5451,77 млн. долларов США, а по базовому сценарию 3434,76 млн. долларов США. Инвестиционные затраты соответственно равны 4089,30 и 2375,20 млн. долларов США. То есть сценарий смягчения потребует в 1,72 раза больше инвестиций, чем базовый сценарий. Снижение объемов выбросов CO₂ в атмосферу в 2030 году в сценарии смягчения составит 4,816 млн. тн.

Отрицательные значения или уменьшение ИП, ФП и ОО для строительства электростанций простого газового цикла объясняется тем, что планируемая в базовом сценарии подобная деятельность: сооружение дополнительных газотурбинных установок мощностью 127,1 МВт на Балканабадской, Ашгабадской, дашогузской, Ахалской и Авазинской ГЭС, а также по три газовые турбины на новых электростанциях, в сценарии смягчения осуществляться не будет. Вместо этого на перечисленных электростанциях будут установлены котлы утилизаторы и паровые турбины мощностью 120 МВт, т.е. эти электростанции будут переведены на парогазовый цикл, а новые электростанции будут строиться с учетом ко-генерации.

Перевод электростанций на парогазовый цикл планируется реализовать с 2011 по 2020 годы, поэтому в эти годы наблюдается увеличение затрат ИиФП и ОО по этому виду деятельности.

Строительство новых электростанций, использующих технологии ко-генерации, предусмотрено осуществить в 2021-2028 годах, что повлияет на рост ИиФП и ОО по этому виду деятельности.

Затраты на модернизацию действующих электростанций, вывод изношенных паровых турбин и эксплуатацию электростанций построенных до 2009 года в сценарии смягчения остаются такими же как и в базовом сценарии, поэтому дополнительные затраты ИиФП и ОО равны 0.

Большой объем ИП для внедрения альтернативных источников энергии приходится на 2018-2020 годы. В эти годы планируется как строительство ветряных электростанций, так и гелиотермальной электростанции мощностью 50 МВт.

Дополнительные годовые ИП, ФП и ОО на производство электроэнергии по видам инвестиций

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Виды инвестиции	Модернизация действующих электростанций			Вывод изношенных паровых турбин			Строительство электростанций простого цикла			Перевод электростанций на комбинированный цикл			Строительство электростанций комбинированного цикла			Строительство солнечных и ветровых электростанций			Эксплуатация электростанций, построенных до 2009 года			Прочие затраты	
	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО	ИП	ФП	ОО		ОО
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,79
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0,18	0	0	0	0	5,70	0,06	0,08	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	-60	0	0	112	0,18	2,2	0	0	0	29,30	0,12	0,32	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0,22	2,2	0	0	0	5,70	0	0,40	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	-60	0	-3,08	112	0,26	4,4	0	0	0	5,70	0	0,48	0	0	0	0	3,08
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,08	50	0,32	4,4	0	0	0	5,70	0	0,56	0	0	0	0	3,08
2016	0	0	0	0	0	0	-60	-0,10	-6,16	112	0,32	6,6	0	0	0	29,30	0,18	0,80	0	0	0	0	6,16
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,16	50	0,37	6,6	0	0	0	5,70	0	0,88	0	0	0	0	6,16
2018	0	0	0	0	0	0	-60	0	-9,24	112	0,37	8,8	0	0	0	155,70	0	0,96	0	0	0	0	9,25
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,24	50	0,38	8,8	0	0	0	155,70	0	1,04	0	0	0	0	9,25
2020	0	0	0	0	0	0	-60	0	-10,92	112	0,32	10	0	0,06	0	202,70	0,18	1,12	0	0	0	0	10,92
2021	0	0	0	0	0	0	-80	-0,09	-10,92	0	0,33	10	90	0,15	0	5,70	0,06	7,55	0	0	0	0	10,92
2022	0	0	0	0	0	0	-100	-0,45	-13,12	0	0,33	10	192	0,51	4,48	5,70	0	7,63	0	0	0	0	10,92
2023	0	0	0	0	0	0	-80	-0,09	-14,00	0	0,17	10	90	0,33	5,28	5,70	0	7,71	0	0	0	0	10,92
2024	0	0	0	0	0	0	-100	-0,45	-17,08	0	0,17	10	192	0,69	10,56	29,30	0,12	7,95	0	0	0	0	10,92

2025	0	0	0	0	0	0	-80	-0,09	-17,68	0	0,18	10	90	0,3 3	11,16	5,70	0,0 6	8,03	0	0	0	10,92
2026	0	0	0	0	0	0	-100	-0,45	-20,16	0	0,18	10	192	0,3 3	15,84	5,70	0	8,11	0	0	0	10,92
2027	0	0	0	0	0	0	-80,0	-0,09	-20,16	0	0,19	10	90	0,3 3	15,84	29,30	0,1 2	8,35	0	0	0	10,92
2028	0	0	0	0	0	0	-100	-0,45	-22,40	0	0,19	10	192	0,6 9	20,28	11,40	0	8,53	0	0	0	10,92
2029	0	0	0	0	0	0	0	-0,09	-23,54	0	0	10	0	0,0 9	21,42	11,40	0,0 6	8,69	0	0	0	10,92
2030	0	0	0	0	0	0	0	-0,09	-23,54	0	0	10	50	0,0 9	21,42	35,00	0,1 2	9,01	0	0	0	10,92
Bcero	0	0	0	0	0	0	-1020	-2,44	-230,48	810	4,78	154	117 8	3,6	126,2 8	746,1 0	1,0 8	88,2 0	0	0	0	157,8 9

Дополнительные годовые ИП, ФП и ОО на производство электроэнергии

млн. \$ США

Категория инвестиционной организации – Правительство; Источник ИиФП средств – Внутренние бюджетные фонды

Годы	Дополнительные затраты без дисконтирования			Дисконтированные дополнительные затраты		
	ΔИП	ΔФП	ΔОО	ΔИП	ΔФП	ΔОО
2008	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0,79	0	0	0,72
2010	0	0,12	0	0	0,10	0
2011	55,70	0,24	0,08	41,85	0,18	0,06
2012	81,30	0,30	2,52	55,53	0,20	1,72
2013	55,70	0,22	2,60	34,59	0,14	1,61
2014	57,70	0,26	4,88	32,57	0,15	2,75
2015	55,70	0,32	4,96	28,58	0,16	2,55
2016	81,30	0,40	7,40	37,93	0,19	3,45
2017	55,70	0,37	7,48	23,62	0,16	3,17
2018	207,70	0,37	9,77	80,08	0,14	3,77
2019	205,70	0,38	9,85	72,10	0,13	3,45
2020	254,70	0,56	11,12	81,16	0,18	3,54
2021	15,70	0,45	17,55	4,55	0,13	5,08
2022	97,70	0,39	19,91	25,73	0,10	5,24
2023	15,70	0,41	19,91	3,76	0,10	4,77
2024	121,30	0,53	22,35	26,40	0,12	4,86
2025	15,70	0,48	22,43	3,11	0,09	4,44
2026	97,70	0,06	24,71	17,57	0,01	4,44
2027	39,30	0,55	24,95	6,43	0,09	4,08
2028	103,40	0,43	27,33	15,37	0,06	4,06
2029	11,40	0,06	27,49	1,54	0,01	3,71
2030	85,00	0,12	27,81	10,44	0,01	3,42
Всего	1714,10	7,02	295,89	602,88	2,46	70,91

3.2 Политические последствия

Электроэнергетическая отрасль находится полностью в государственной собственности и регулируется административными методами. Правительство через Министерство энергетики и промышленности и ГЭК «Туркменэнерго» контролирует весь процесс производства, транспортировки и распределения электроэнергии. Правительство обладает правом на регулирование цен на электроэнергию, ее производство и распределение, контролирует электросети, а также сохраняет за собой ответственность за осуществление инвестиций, работ по ремонту и модернизации. Поэтому реализация всех вложений, предлагаемых в данной работе, будет возможна только за счет государственных средств или иностранных кредитов под гарантию правительства.

Определяющим фактором для разработки политики Туркменистана в связи с изменением климата является повышение энергоэффективности экономики, которая должна служить основой для национальной стратегии в области сокращения выбросов ПГ. Сектор «Производство электроэнергии» является одним из важнейших секторов экономики Туркменистана, который обладает потенциалом энергосбережения и может оказать существенный вклад в улучшение национальных показателей энергоэффективности и сокращения выбросов ПГ.

По оценкам, проведенным в данной работе, объем потенциала для энергосбережения за 2010-2030 годы в данном секторе составляет – 40,3 млрд.м³ природного газа, суммарное сокращение объемов выбросов CO₂ в атмосферу в результате энергосбережения составит 75,5 млн.тн. Таким образом, реализация сценария смягчения изменения климата или, другими словами, сценария ускоренного развития технологий повышения энергосбережения в электроэнергетике позволит сократить объем энергопотребления в 2020 году на 22,5%, в 2030 году на 25,5% по сравнению с базовым сценарием. На долю повышения энергоэффективности традиционной выработки электроэнергии с помощью ископаемого топлива – природного газа приходится порядка 96% энергосбережения и сокращения выбросов ПГ от уровня базового сценария. Другие возможные варианты предполагают применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Учитывая, что сэкономленный газ может быть реализован на внешнем рынке по цене 200 долл. за 1 тыс.м³, в бюджет страны дополнительно поступит сумма в размере порядка 8 млрд. долл. за 2010-2030 годы. По расчетам ИиФП и ОО выполнение сценария смягчения изменения климата потребует общие дополнительные затраты – 2,02 млрд.долл., из них инвестиционные затраты – 1,71 млрд.долл. сверх базового сценария. Таким образом, можно сделать вывод, что запланированные мероприятия по повышению энергосбережения в сценарии смягчения полностью окупаются только за счет экспорта сэкономленного газа.

Механизм Чистого Развития (МЧР) Киотского протокола, разработанный в контексте изменения климата, также обеспечивает определенные возможности для привлечения дополнительных инвестиций. Ряд мер для энергосбережения, предусмотренные в сценарии смягчения, могут быть осуществлены проектами МЧР. Так, перевод одной электростанции мощностью 254 МВт на парогазовый цикл позволит ежегодно сокращать выбросы CO₂ на 4,5 млн.тн. Карбоновые доходы за 10 летний период составят порядка 45 млн.долл при цене 10 долл. за одну тонну CO₂, что окупает реализацию проекта на 26-28%. Учитывая 10 летний цикл углеродного кредитования, 6-7 подобных проектов МЧР могут быть реализованы до 2030 года, а углеродные инвестиции обеспечат 270-315 млн.долл. дополнительно. Кроме того, необходимо отметить, что подобные проекты окупаются за 5-6 лет только за счет экспорта сэкономленного природного газа в результате энергосбережения.

Однако, только технологического развития, как правило, оказывается недостаточно, политика в области энергосбережения должна также фокусироваться на совершенствовании норм и стандартов в сфере использования энергии. К примеру, для энергетической отрасли можно установить в качестве целевых норм - обеспечение коэффициента полезного действия энергетических установок, работающих на природном газе, на уровне 35-37% до 2020 года, а в перспективе до 2030 года – до 40-45%; обеспечение общего удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию 330-350 грамм условного топлива за 1 кВт·ч в 2020 году и 280-300 грамм условного топлива за 1 кВт·ч в 2030 году.

На данный момент существующая в стране нормативно-правовая база энергосбережения недостаточно развита и не имеет прямого действия, поэтому требует либо пересмотра, либо разработки дополнительных подзаконных актов. Необходимо разработать национальную программу по энергосбережению, которая будет устанавливать основные стратегические задачи, к примеру, ежегодное снижение энергоемкости ВВП на 3-5%, достижение целевых показателей энергоэффективности в различных сферах экономики.

Правовой основой для внедрения энергоэффективных мер по энергосбережению должен служить закон об энергосбережении, направленный на поощрение энергосбережения, создание основ для государственного регулирования в области энергопользования и развития возобновляемой энергетики. Для стимулирования введения ВИЭ в энергобаланс страны, закон может предусматривать налоговые льготы для инвестиций в ВИЭ и освобождение от импортных пошлин на оборудование для ВИЭ. Целесообразно включить в национальную программу энергоэффективности

ключевые показатели для внедрения ВИЭ, к примеру, наращивание ВИЭ в балансе страны на 1-2% за пятилетие.

Для инвестирования мер по энергоэффективности и развитие ВИЭ может служить государственный фонд энергоэффективности, финансируемый за счет доходов от экспорта сэкономленного газа в результате мер по энергосбережению.

Непременным условием осуществления продуктивных мероприятий и стратегий в области энергоэффективности являются действенные институциональные механизмы. В этой связи необходимо учредить в Туркменистане национальный орган который будет ответственен за проведение государственной политики в сфере эффективного использования энергетических ресурсов и энергосбережения. На краткосрочный период его приоритетными задачами могут быть:

- создание и функционирования единой системы нормирования удельных затрат энергетических ресурсов в различных сферах экономики;
- создание системы мониторинга потребления энергоносителей, усовершенствование системы учета и контроля за потреблением энергетических ресурсов;
- разработка мероприятий по энергоэффективности и осуществление мониторинга их выполнения;
- обеспечение доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны.

3.3 Ключевые неопределенности и методологические ограничения

К ключевым неопределённостям данного проекта можно отнести отсутствие утвержденной программы развития электроэнергетики до 2020 года. Также, на момент оценки ИиФП и ОО, не имелось программы развития отрасли с 2021 по 2030 год. В феврале 2010 года проект программы разработан, который полностью совпадает с экспертной оценкой, использованной в данной работе.

Имеющиеся в нефтегазовом секторе и секторе электроэнергетики законодательные акты об энергосбережении были разработаны более 20 лет назад. Они устарели и не отвечают реалиям нынешнего времени. Поэтому необходимо совершенствовать нормы и стандарты в области производства и использования энергии.

Также, в качестве неопределенности можно отметить значительное увеличение курса доллара США к национальной валюте в 2007 году, что повлияло на то, что оценка расходов ОО на период 2009-2030 годы основывалась на данных 2008 года, и привело к смене базового года для оценки ИиФП и ОО в данной работе.

4. Справочная информация

Список использованных источников

1. Конституция Туркменистана (2008)
2. Закон Туркменистана «Об охране природы» (2004)
3. Второе Национальное сообщение по Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (Ашхабад, 2009 год)
4. Национальная программа «Развития электроэнергетической отрасли Туркменистана до 2020 года».
5. Экспертная оценка «Развитие электроэнергетики Туркменистана на 2021- 2030 годы»
6. Проектные предложения от ЗАО Яровитэнерго и ООО КЭР-Холдинг по модернизации энергоблоков Марыйской ГРЭС и Туркменбашинской ТЭЦ
7. Проектные предложения от ЗАО Яровитэнерго и Чалик-Энерджи о переводе действующей электростанции на комбинированный цикл.
8. Проектное предложение компании «Geoetzpartnerz» по строительству солнечных электростанций
9. Годовые отчеты электростанции и ГЭК «Туркменэнерго»
10. Справочная книжка энергетика третье издание, переработанное и дополненное Москва «Энергия» 1978
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем издание второе, переработанное и дополненное Москва-Энергия 1977 год
12. Газета «Нейтральный Туркменистан», выпуск от 01.05.2008

5. Сокращения и аббревиатура

ИП	– Инвестиционные потоки
ФП	– Финансовые потоки
ОО	– Операционные расходы
ИиФП	– Инвестиционные и финансовые потоки
МЧР	– Механизм чистого развития
США	– Соединенные Штаты Америки
ПРООН	– Программа Развития Организации Объединенных Наций
ООН	– Организация Объединенных Наций
ГЭК	– Государственная электроэнергетическая корпорация
ГЭС	– Государственная электростанция
ТЭЦ	– Тепловая электрическая централь
СНПЗ	– Сейдинский нефтеперерабатывающий завод
ЛМЗ	– Ленинградский металлический завод
ТКЗ	– Таганрогский котельный завод
Электротяжмаш	– Харьковский завод тяжелого машиностроения
GE	– Американская компания Дженерал Электрик (General Electric)
ВЛ	– Высоковольтная линия электропередачи
ПС	– Электрическая под-станция
КЭС	– Конденсационная электрическая станция
ТЭС	– Тепловая электрическая станция
ПТО	– Производственно – технический отдел
КПД	– Коэффициент полезного действия
ПТ/ПТУ	– Паротурбинная установка
ГТУ	– Газотурбинная установка
ОАО	– Открытое акционерное общество
ЗАО	– Закрытое акционерное общество
ООО	– Общество с ограниченной ответственностью
ВИЭ	– Возобновляемые источники энергии
ПГ	– Парниковые газы
СО₂	– Углекислый газ (парниковый газ)
тыс.	– Тысяча
млн.	– Миллион
млрд.	– Миллиард
гр.	– Грамм
тн.	– Тонна
м²	– Метр квадратный
м³	– Метр кубический
м/с	– Единица измерения скорости ветра (метры в секунду)
Км	– Километр
кВт.ч	– Единица измерения электрической энергии (киловатт-час)
МВт	– Единица измерения электрической мощности (мегаватт-час 1МВт = 1000 кВт.ч)
кВ	– Единица измерения электрического напряжения (киловольт)
°С	– Градус по Цельсию
Гкал	– Единица измерения тепла
Ата	– Единица измерения давления (1 атмосфера)
Манат	– Национальная валюта Туркменистана
долл.	– Доллар США
\$	– Денежный знак доллара США
%	– Знак процента

Табл.4 Объем сэкономленного топлива и сокращения выбросов CO₂ за счет перевода действующих газотурбинных электростанций на парогазовый цикл до 2020 года и строительство электростанций парогазового цикла до 2030 года

	Годы											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Экономия топлива тыс.м ³	0	0	0	271180	271180	542360	542360	813540	813540	108472	108472	135590
Сокращение CO ₂ тыс.тонн	0	0	0	507920	507920	101584	101584	152376	152376	203168	203168	253960

Табл.4 (продолжение)

	Годы										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Экономия топлива тыс.м ³	135590	162708	162708	189826	189826	216944	216944	244062	244062	244062	
Сокращение CO ₂ тыс.тн	253960	304752	304752	355544	355544	406336	406336	457128	457128	457128	

Табл.5 Объем сэкономленного топлива и сокращения выбросов CO₂ до 2030 года от внедрения возобновляемых источников энергии

	Годы											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Экономия топлива от внедрения ветроустановок (млн.м ³)	-	-	3,85	7,70	11,55	15,40	19,25	23,10	26,95	30,80	34,65	38,50
Экономия топлива от внедрения солнечных электростанций (млн.м ³)	-	-	-	1,36	1,36	1,36	1,36	2,72	2,72	2,72	2,72	36,67
Итого сэкономленного топлива (млн.м ³)	0,00	0,00	3,85	9,06	12,91	16,76	20,61	25,82	29,67	33,52	37,37	75,17
Сокращение CO₂ (тыс.тн)	0,00	0,00	7,21	16,97	24,18	31,39	38,60	48,36	55,57	62,78	69,99	140,79

Табл.5 (продолжение)

	Годы									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Экономия топлива от внедрения ветроустановок (млн.м ³)	42,35	46,20	50,05	53,90	57,75	61,60	65,45	73,15	80,85	88,55
Экономия топлива от внедрения солнечных электростанций (млн.м ³)	36,67	38,03	38,03	39,39	39,39	39,39	40,75	40,75	40,75	42,11
Итого сэкономленного топлива (млн.м ³)	79,02	84,23	88,08	93,29	97,14	100,99	106,20	113,90	121,60	130,66
Сокращение CO₂ (тыс.тн)	148,00	157,76	164,97	174,73	181,94	189,15	198,91	213,33	227,76	244,73

Табл.6 Выработка электроэнергии по сектору «Производство электроэнергии» за 2009-2030 годы

Годы Наимен-е	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка, млн.кВт.ч	15800	16290	16840	17680	18550	19480	20470	21510	22620	23800	25050

Табл.6 (продолжение)

Годы Наимен-е	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выработка, млн.кВт.ч	26380	27170	27990	28830	29700	30600	31520	32460	33460	34460	35500

Табл.7 Выбросы CO₂ (тыс.тн) по сектору «Производство электроэнергии» за 2009-2030 годы

Годы Сценарии	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Базовый сценарий	10860,78	11197,54	11575,7	12153,15	12751,2	13390,45	14070,91	14785,84	15548,71	16359,91	17219,24
Сценарий смягчения	10860,78	10965,45	11232,5	11218,1	11675,61	11732,21	12271,77	12322,29	12956,62	13114,36	13840,07
Сокращение CO ₂	0	232,09	343,20	935,04	1075,58	1658,24	1799,14	2463,54	2592,08	3245,54	3379,16

Табл.7 (продолжение)

Годы Сценарии	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Базовый сценарий	18133,45	18676,43	19240,02	19817,46	20415,51	21034,16	21666,49	22312,67	23000,07	23687,46	24402,38
Сценарий смягчения	14030,39	14566,16	14612,07	15182,31	15262,68	15874,12	15991,31	16627,74	16792,79	17465,75	18163,71
Сокращение CO ₂	4103,05	4110,26	4627,94	4635,15	5152,83	5160,04	5675,17	5684,93	6207,28	6221,70	6238,67

Табл.8 Экономия топлива (тыс.м³) в сценарии смягчения за 2010-2030 годы

Годы	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Сценарии											
Экономия газа	0	123914,6	183238,5	499224,8	574259,8	885339,3	960565,9	1315292	1383922,3	1732804,9	1804148,1

Табл.8 (продолжение)

Годы Сценарии	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Экономия газа	2190634,3	2194484,3	2470874,3	2474724,3	2751114,3	2754964,3	3029994,3	3035204,3	3314084,3	3321784,3	3330844,3