



О Программе развития электроэнергетики до 2030 года

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 апреля 2010 года № 302

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 14.04.2010 № 302.

В соответствии со стратегией развития Республики Казахстан в целях поэтапного решения задач по обеспечению надежного электроснабжения страны, создания экспортно-ориентированного, технологически связанного топливно-энергетического комплекса с учетом внутренних и внешних рынков электроэнергии Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики до 2030 г о д а .

2. Министерству энергетики, индустрии и торговли Республики Казахстан осуществлять общую координацию работ по развитию электроэнергетической отрасли и при формировании проектов индикативных планов на 1998-2030 годы вносить в указанную Программу необходимые коррективы.

3. Признать утратившим силу постановление Правительства Республики Казахстан от 14 августа 1996 года № 1010 "О Программе неотложных мер по развитию электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 1996-2000 г о д ы " .

4. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

Утверждена
постановлением Правительства
Республики Казахстан

от 09.04.1999 года № 384

Программа развития
электроэнергетики до 2030 года

Программа развития электроэнергетики носит концептуальный характер и разработана как часть стратегии, реализующей программу развития Республики Казахстан до 2030 года. Электроэнергетика, являясь одной из базовых отраслей, играет важную роль в экономической, социальной сфере любого государства. Поэтому электроэнергетический комплекс определен как один из приоритетных секторов экономики Республики Казахстан и рассматривается как динамично сбалансированная система энергетика - экономика - природа - общество при устойчивом развитии электроэнергетики на базе новых высокоэффективных технологий и постоянного снижения энергоемкости внутреннего валового продукта (В В П) страны .

Цель и основные приоритеты программы:

достижение самообеспечения электроэнергией экономики и населения и, как следствие, достижение энергетической независимости, как части национальной безопасности страны ;

создание экспортных, конкурентоспособных ресурсов электроэнергии, с возможностью их предложения на энергетические рынки сопредельных и третьих стран ;

развитие конкурентного рынка электроэнергии на базе общедоступной для производителей транспортной и распределительной электросети и системы диспетчерского управления потоками электроэнергии.

Основные стратегические направления в электроэнергетической отрасли:

формирование единой энергетической системы (ЕЭС) Казахстана;

восстановление параллельной работы с единой энергетической системой (ЕЭС) России и энергосистемами республик Центральной Азии;

разработка модели открытого конкурентного рынка электроэнергии;

максимальное использование существующих энергоисточников с их реконструкцией и модернизацией;

ввод новых мощностей только как импортозамещающих;

улучшение структуры выработки электроэнергии за счет развития нетрадиционной энергетики ;

реконструкция и модернизация существующих систем теплоснабжения с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты, как эффективной энергосберегающей технологии, позволяющей существенно сократить расход органического топлива и уменьшить выбросы парниковых газов;

внедрение современных автономных высококачественных источников теплоты везде, где это экономически и экологически оправдано по сравнению с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты и централизованным теплоснабжением от котельных .

1. Существующее положение в электроэнергетике

Существующее состояние электроэнергетики Казахстана характеризуется:
высокой концентрацией энергопроизводящих мощностей - до 4000 МВт на одной электростанции;

расположением крупных электростанций преимущественно вблизи топливных месторождений;

высокой долей комбинированного способа производства электроэнергии и теплоты для производственных и коммунальных нужд;

недостаточной (около 12%) долей гидростанций в балансе электрических мощностей республики;

развитой схемой линий электропередачи, где в качестве системообразующих связей выступают ВЛ напряжением 500 и 1150 кВ;

системой релейной защиты и противоаварийной автоматики, обеспечивающей устойчивость Единой энергетической системы в аварийных и после аварийных ситуациях;

единой, вертикально организованной, системой оперативного диспетчерского управления, осуществляемого Центральным диспетчерским управлением, региональными диспетчерскими центрами, диспетчерскими центрами потребителей электроэнергии.

В 1990 году при потребности Казахстана в электроэнергии 104,7 млрд.кВтч собственное производство составило 87,4 млрд.кВтч (при 17,9 млн.кВт установленной мощности) и сальдовый дефицит достигал 17,3 млрд. кВтч.

В последующие годы были введены в работу новые генерирующие мощности с проектной выработкой около 8 млрд.кВтч, в том числе два энергоблока по 525 МВт на Экибастузской ГРЭС-2 (один из них в декабре 1990), турбоагрегат 110 МВт на Карагандинской ТЭЦ-3, газотурбинная установка 100 МВт на АО "Актурбо" и гидроагрегат 117 МВт на Шульбинской ГЭС. Таким образом, потенциал производства электроэнергии на собственных электростанциях мог бы к настоящему времени составить около 95 млрд.кВтч, что при установленной мощности 18,2 млн.кВт соответствует 5 тыс. часам использования установленной мощности.

В результате снижения платежеспособного спроса на электроэнергию, ее производство в 1996 году снизилось до 59,3 млрд.кВтч, а в 1997 году - до 52,2 млрд.кВтч, в 1998 году - до 49,215 млрд.кВтч. По сравнению с 1997 годом производство электроэнергии (выработка) в 1998 году снизилась на 5,7%. При этом потребление в 1998 году составило - 53,027 млрд.кВтч, или на 7,2% ниже уровня, в 1997 году. Сальдовый импорт составил 3,812 млрд.кВтч.

Территория Казахстана в энергетическом отношении делится на три новых

р е г и о н а :

Северный и Центральный регион, в который входят Акмолинская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская, Костанайская и Павлодарская области, энергохозяйство которых объединено общей сетью и имеет развитую связь с Р о с с и е й ;

Южный регион, в который входят Алматинская, Жамбылская, Кызылординская и Южно-Казахстанская области, объединен общей электрической сетью и имеет развитую связь с Кыргызстаном и Узбекистаном. В 1998 году Южная зона включена на параллельную работу с Северным регионом;

Западный регион, в который входят Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Мангистауская области, энергохозяйство которых имеет электрическую связь с Россией. Мангистауская, Атырауская и Западно-Казахстанская области объединены общей электрической сетью, а энергохозяйство Актюбинской области работает изолированно.

Основой электроэнергетики является угольная электроэнергетика, базирующаяся на дешевых экибастузских углях. В угольную промышленность и в энергетику в предыдущие периоды вложены крупные капитальные вложения и созданы значительные заделы для ее развития в перспективе. Угольные месторождения, главным образом, сосредоточены в Северном и Центральном Казахстане, здесь же размещены и основные источники электрической энергии. Эти регионы самообеспечены электроэнергией и потенциально имеют ее избыток, который может быть предложен на внутренние и внешние рынки э л е к т р о э н е р г и и .

Регион Южного Казахстана не располагает достаточными первичными энергетическими ресурсами, и его электроэнергетика базируется на привозных углях и импорте газа. Часть потребности в электроэнергии покрывается за счет импорта из Республик Средней Азии.

Регион Западного Казахстана при наличии собственных запасов углеводородного топлива, часть потребности в электроэнергии покрывает за счет импорта ее из России. С разработкой имеющихся топливных ресурсов возникает возможность в короткий срок обеспечить собственные потребности и, при необходимости, создать экспортные ресурсы.

В настоящее время электрические станции Казахстана обладают потенциалом по мощности, способным полностью обеспечить собственную потребность, но в силу сложившейся схемы сетей и рыночной конъюнктуры Южный и Западный регионы импортируют электроэнергию и мощность.

Весьма показательна характеристика динамики изменения структуры потребления электроэнергии по отдельным отраслям экономики. Так в целом по

республике потребление электроэнергии в промышленности снизилось с 69,87 млрд.кВтч в 1990 году до 38 млрд.кВтч в 1998 году, т.е. в 1,8 раза. В сельском хозяйстве с 7,92 млрд.кВтч до 1,64 млрд.кВтч - в 5,3 раза, в строительстве с 2,25 до 0,30 млрд.кВтч - в 7,3 раза, населения с 7,33 до 6,0 млрд.кВтч - на 18%.

Регионы по тем же параметрам характеризуются следующими показателями:

Северный: промышленность - снижение потребления с 46,38 млрд.кВтч в 1990 году до 27,9 млрд.кВтч в 1998 году - на 40%; сельское хозяйство - с 5,6 млрд.кВтч до 1,20 млрд.кВтч - в 4,6 раза; строительство с 1,32 до 0,15 млрд.кВтч - в 8,8 раз; население - с 3,74 до 3,55 млрд.кВтч - на 5%;

Южный: промышленность - снижение потребления с 17,72 млрд.кВтч в 1990 году до 5,5 млрд.кВтч в 1998 году - в 3,2 раза, сельское хозяйство с 1,77 млрд.кВтч до 0,2 млрд.кВтч - в 8,5 раза, строительство с 0,37 до 0,1 млрд.кВтч - в 3,7 раза, населением с 2,25 до 1,56 млрд.кВтч - на 29%;

Западный: промышленность - снижение потребления с 5,77 млрд.кВтч в 1990 году до 4,6 млрд.кВтч в 1998 году - на 19%, сельское хозяйство - с 0,55 до 0,1 млрд.кВтч - в 5,5 раза, строительство - с 0,56 до 0,05 млрд.кВтч - в 11,2 раза, населением с 1,34 до 0,85 млрд.кВтч - на 37%.

В связи с общим снижением электропотребления по республике снизились и межгосударственные и межрегиональные потоки электроэнергии и мощности.

Потенциал существующих межгосударственных электрических сетей Северного, Южного и Западного регионов, по сумме показателей получения, обмена и передачи транзитных межгосударственных потоков электроэнергии, оценивается величиной порядка 30 млрд.кВтч в год. В 1990 году, при параллельной работе Северного и Западного регионов в составе ЕЭС СССР, а Южного - в составе ОЭС Средней Азии, эти потоки достигли практически номинального использования сети и составили около 28 млрд.кВтч.

В 1997 году эти потоки снизились до 7,8 млрд.кВтч. Это снижение произошло в основном, как за счет уменьшения спроса, так за счет выхода из параллельной работы с Российской Федерацией по транзиту Сибирь - Казахстан - У р а л .

Структура установленных мощностей представлены следующими данными

Наименование типов электростанций	МВт	%
Тепловые паротурбинные на органическом топливе	15384,80	84,54
Тепловые паротурбинные на ядерном топливе	250,00	1,37

Газотурбинные	314,00	1,73
Гидравлические	2230,30	12,25
Дизельные	20,26	0,11

Основное оборудование электростанций имеет значительный износ из-за наработки, превышающей расчетный ресурс, показатели по которым приведены ниже в таблице:

Наименование группы оборудования	Мощность, МВт	% от установленной мощности	% износа по сроку наработки от предельной
локи 500 МВт	5000	27,5	32
300 МВт	2100	11,5	100
200 МВт	1860	10,2	73
ТЭЦ 130 кгс/см ²	2453	13,5	56
90 кгс/см ²	3687	20,3	65

Средневзвешенный по мощности износ с учетом срока наработки паровых турбин высокого давления составляет 58,5%. В ряде групп он значительно выше.

Электрические сети Республики были сформированы на основе основных принципов ЕЭС СССР на базе системы напряжений 110-220-500-1150 кВ. Электросетевое хозяйство Республики Казахстан состоит из линий электропередачи напряжением 0,4-6/10-35-110-220-500 и 1150 кВ включительно.

Протяженность всех воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 - 1150

кВ составляет напряжение 454706,5 км и понижающих подстанций напряжением 35-

1150 кВ в количестве 3069/61503.штук/МВА, в том числе по напряжениям:

ВЛ 1150 кВ - 1422,9 км	ПС 1150 кВ - 3/7005	шт./МВА
ВЛ 500 кВ - 5470,3 км	ПС 500 кВ - 15/10482	шт./МВА
ВЛ 220 кВ - 20269,1 км	ПС 220 кВ - 93/15740,03	шт./МВА
ВЛ 110 кВ - 37931,9 км	ПС 110 кВ - 873/18412,76	шт./МВА
ВЛ 35 кВ - 59317,6 км	ПС 35 кВ - 2085/9863,68	шт./МВА
ВЛ 6-10 кВ - 208275,1 км	ТП 6-35/0,38 кВ - 90916/16949,26	шт./МВА
ВЛ 0,4 кВ - 122019,6 км		

Из общего количества линий электропередачи 500-220 кВ, находящихся в эксплуатации по 15-25 лет, не соответствуют требованиям эксплуатации 1421,6

км или 8,8% и требуют проведения срочных работ по реконструкции.

Техническое состояние электрических сетей 0,38-110 кВ, не соответствующих требованиям эксплуатации по причинам полного амортизационного износа, несоответствия фактическому району климатических условий, выполнения строительства с отступлением от проекта и прочим причинам, выявленным в процессе эксплуатации, оценивается по линиям 0,38 кВ в 35,9% (43769км), 6-10 кВ - 23,9% (49830 км), 35 кВ-24,4%(14497км) и 110 кВ - 22% (8332 км) .

Электроэнергетика Казахстана, занимающая центральное географическое положение между энергосистемами Центральной Азии, Восточной и Западной части России, сформированная на основных принципах ЕЭС, переживает в настоящее время период глубоких преобразований, связанных с реформированием отрасли на основе внедрения рыночных отношений.

Центром формирования Единой энергосистемы Казахстана является ее Северный регион, в котором сосредоточена большая часть (72,7%) источников электроэнергии, и имеются развитые электрические сети 220-500-1150 кВ, связывающие ЕЭС Казахстана с ЕЭС России.

В последние (1997-1998 г.) годы создано и устойчиво работает объединение Северной и Южной частей ЕЭС Казахстана по транзитной связи ВЛ-500кВ Экибастуз - Нура - Агадырь - ЮКГРЭС - Алматы, а в период 1998-1999 гг. организована их параллельная работа с ОЭС Центральной Азии (изолировано от ЕЭС России), что позволило существенно повысить надежность объединенной работы энергорайонов Южного Казахстана (Шымкент, Жамбыл, Кызыл-Орда и Алматы). Западная часть ЕЭС Казахстана (Мангистау, Актюбинск, Атырау, Уральск), в силу своего географического удаления и отсутствия электрических связей, работает изолированно от остальной части ЕЭС Казахстана и не связана с ней единым технологическим процессом.

Реализация схемы объединения Северного и Южного Казахстана позволила обеспечить энергетическую независимость Южного региона от государств Центральной Азии, возможность параллельной работы, а также способствует самобалансированию энергетики Казахстана.

К настоящему времени проведена реструктуризация электроэнергетической отрасли: 80% энергоисточников приватизированы или переданы в управление, сформирована Национальная электрическая сеть, организован общедоступный конкурентный рынок электроэнергии, определена дальнейшая программа развития рынка электроэнергии.

В результате реформирования электроэнергетика республики имеет следующую организационную структуру, состоящую из экономически независимых образований:

1. Национальная электроэнергетическая система НЭС (ОАО КЕГОС), сформированная на базе системообразующих (межгосударственных и межсистемных) электрических сетей 220-500-1150 кВ, электрических сетей питающих крупных потребителей, линий выдачи мощности ТЭС и ГЭС.

2. Региональные электросетевые компании (РЭК), содержащие распределительные сети 110 кВ и ниже и выполняющие функции передачи электроэнергии на региональном уровне.

3. Производители электроэнергии - независимые или интегрированные крупными промышленными потребителями электрические станции в лице акционерных обществ.

Организационной основой ЕЭС следует считать существующую в настоящее время единую систему оперативно-диспетчерского управления объектами Национальной сети, региональными электросетевыми компаниями и производителями электроэнергии, осуществляемого ЦДУ ЕЭС Казахстана и РДЦ, а также создаваемую, на основе Закона "Об электроэнергетике", нормативно-правовую базу оптового и региональных энергорынков.

Национальная энергетическая система играет роль:
формирования паритета цен для всех видов внутренней валовой продукции;
базы формирования Энергопула Казахстана;
формирования внутреннего баланса топливно-энергетического комплекса.

Электрические сети КЕГОС, являющиеся связующим звеном между мощными производителями, РЭКами и крупными потребителями, объединяют энергетические предприятия республики различных форм собственности в Единую электроэнергетическую систему. Таким образом, технологической основой ЕЭС является Национальная электроэнергетическая система Казахстана, сформированная на базе:

межгосударственных линий электропередачи;
межрегиональных линий электропередачи;
линий выдачи мощности от конденсационных (тепловых) и гидравлических электростанций;
линий питания прямых потребителей мощностью 50 МВт и более;
опорных подстанций межгосударственного, межрегионального и регионального значения;
электростанций национального значения.

Управление Национальной электроэнергетической системой Казахстана осуществляется с помощью комплекса технических средств, включающих:

системы сбора информации;
системы обработки и отображения информации;
телекоммуникационную сеть.

Системы сбора информации с помощью измерительных преобразователей и устройств телемеханики осуществляют измерение и передачу информации с подстанций в региональные центры управления.

Системы обработки и отображения информации представляют собой иерархическую систему информационно взаимодействующих оперативно-информационных комплексов.

Телекоммуникационная сеть в электроэнергетике Республики Казахстан построена в соответствии с иерархической структурой оперативно-диспетчерского управления и состоит из комплекса технических средств, которые обеспечивают передачу телемеханической информации; голосовую связь, взаимодействие локальных вычислительных сетей, передачу электронной почты, проведение селекторных совещаний, мобильную связь.

С реструктуризацией электроэнергетики произошло разделение границ собственности, которые не в полной мере оснащены устройствами автоматического учета и контроля. Необходимо развитие систем оперативного контроля и учета потоков мощности и электроэнергии, с целью обеспечения автоматического учета контрактной и фактической величины перетока электроэнергии за каждый час всех участников энергорынка Казахстана.

Советом ОЭС Центральной Азии с участием представителей пяти стран: Казахстана, Узбекистана, Кыргызстана, Туркмении и Таджикистана, согласован проект Соглашения между Правительством Республики Казахстан, Правительством Киргизской Республики, Правительством Республики Таджикистан и Правительством Республики Узбекистан о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии.

Важнейшими положениями указанного Соглашения должны стать: принципы самобалансирования по электрической мощности и энергии каждой энергосистемы ОЭС Центральной Азии с учетом заключаемых договоров ;

возможность создания регионального Энергопула в Центральной Азии для формирования единого рынка электроэнергии и мощности;

согласованное решение о неприменении таможенных пошлин, налогов и иных сборов, подлежащих уплате в бюджет, на переток и транзит электроэнергии, осуществляемый по межгосударственным линиям электропередачи, а также за услуги по регулированию частоты.

Осознавая особое значение электроэнергетики в обеспечении экономики и социальной стабильности государств и признавая необходимость совместных действий по обеспечению устойчивого и надежного электроснабжения экономики государств, объединению усилий по решению проблем охраны окружающей среды и энергосбережения, между Республикой Казахстан и

Российской Федерацией подписан Протокол о сотрудничестве в области электроэнергетики.

В Протоколе определены основные направления сотрудничества:
производство, передача и распределение электрической энергии;
изучение возможности взаимного доступа на внутренние рынки электрической энергии;
создание условий для восстановления параллельной работы энергосистем с целью повышения надежности и эффективности их работы;
договорно-правовое обеспечение организации поставок, транзита и перетоков электроэнергии между энергосистемами государств Сторон;
организация оптового и розничных рынков электрической энергии и пр.

2. Этапы развития отрасли

Программа развития электроэнергетики до 2030 года, являясь стратегической программой отрасли, составлена на основе прогнозного спроса и предложений электроэнергии до 2030 года с учетом экспортно-ориентированного направления развития электроэнергетики и разбита на четыре этапа по годам:

I этап программы	-	1999-2005	годы
II этап программы	-	2006-2010	годы
III этап программы	-	2011-2015	годы
оценка	-	2016-2030	годы

2.1. Прогнозный баланс электроэнергии

Оценка тенденций потребности в электроэнергии в Республике Казахстан в перспективный период до 2015 года произведена на основе изучения общемировых тенденций и прогнозов экономического роста, роста населения, энерго и электропотребления, разработанные Международным энергетическим агентством (МЭА); данных областных Акиматов Казахстана по перспективным электрическим нагрузкам промышленных предприятий с потреблением 1 МВт и более; данных Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан по росту ВВП и населения в Казахстане; данных периодической печати по объемам добычи нефти и газа, строительству нефтепроводов, техническому перевооружению предприятий черной металлургии; новой промышленной политики Республики Казахстан.

Согласно прогнозу МЭА в период до 2015 года предполагается увеличение суммарного энергопотребления в мире в 1,55 раза. Две трети роста энергопотребления предполагается в развивающихся странах и странах с

переходной экономикой. В индустриально развитых странах средний прирост энергопотребления составит 1,3% в год, против 4,2% в развивающихся странах.

Экономический рост является главным фактором, влияющим на рост энергопотребления. Если за период с 1970 года по 1995 год ВВП в мире увеличился с 12 трлн.долл.США (в долларах 1990 г.) до 25 трлн.долл.США, то в 2015 году этот показатель достигнет 45 трлн.долл.США. Прогнозируемый ежегодный мировой экономический рост (ВВП) в среднем составит около 3,1%, тогда как ежегодный рост энергопотребления в среднем составит 2,2%.

Развитие энергетики мира предполагается по трем сценариям: рекомендуемый, минимальный и максимальный. Для индустриально развитых стран разница в показателях прироста энергопотребления, относительно рекомендуемого сценария составляет +0,5%; -0,5%; для не индустриально развитых стран, а также Китая, Восточной Европы и стран бывшего Союза отклонения составляют +1,5; -1,5%.

Электроэнергия является наиболее быстрорастущей составляющей в энергопотреблении в целом. В индустриально развитых странах ежегодный рост потребления электроэнергии в период 1970-1995 годов составлял 3,3% в противоположность к 1,6% ежегодному суммарному росту энергопотребления. В период 1995-2015 г.г. рост электропотребления в индустриально развитых странах предполагается на уровне 2,2% в год, и составит 10 трлн.кВт.ч.к 2015 г. Потребление электроэнергии в остальном мире в период 1970-1995 г.г. имело ежегодный прирост 4,7%; в перспективный период до 2015 г. составит около 3,7% и достигнет 9 трлн.кВтч. Предполагается рост выработки электроэнергии на всех видах энергоисточников, за исключением атомных.

В структурном отношении в мире уверено лидирует увеличение потребления электроэнергии для электропривода машин в производственных процессах; увеличение использования электроэнергии для отопления, освещения, пищеприготовления и других нужд в жилищном и коммунальном секторах.

Как отмечено в материалах МЭА, определение направлений и объемов энерго и электропотребления для развивающихся наций и экономик в переходный период является задачей большой неопределенности, и поэтому является более трудной задачей, чем прогноз этих же показателей для индустриально развитых стран с устойчивым экономическим развитием. Предполагается, что в период 2000-2015 г.г. произойдет снижение энергоинтенсивности в развивающемся регионе мира. Это утверждение основывается на предположении, что энергоэффективные и менее электроемкие технологии, используемые в индустриально развитых странах, будут адаптированы к условиям развивающихся стран. Широкое распространение энергоэффективных технологий может оказать влияние на общую экономическую эффективность в

развивающихся странах и странах с переходной экономикой, которые становятся рыночными в управлении и более интегрированными в мировой рынок. Соображения охраны окружающей среды могут быть другим фактором распространения освоенных более эффективных технологий во всем мире, но тенденция более интенсивного использования новых энергетических технологий в промышленности, строительстве и на транспорте будет сохраняться. Баланс состязания между расширением интенсивного использования энергоресурсов и необходимостью снижения влияния на окружающую среду неопределенный, т.е. неясно, какую нишу какая энергосберегающая технология займет.

Сложившаяся ситуация в экономике Казахстана такова, что электропотребление в Республике продолжает снижаться, однако несомненным является то, что со стабилизацией экономики наступит и стабилизация уровня электропотребления, и в перспективе появится возможность поэтапно осуществить переход к принципиально новому качеству жизни, **предполагающему:**

масштабное увеличение ассортимента, качества материальных благ и услуг, **объемов их потребления;**

умеренные или ускоренные темпы экономического роста;
существенное улучшение экологической обстановки в стране.

Основная цель в новых условиях - максимальное участие в повышении благосостояния населения и качества жизни. Вторая цель электрификации - повышение эффективности производства и увеличение ресурсов для решения **социальных задач.**

Определение прогнозов масштабов потребления электроэнергии в настоящий момент является задачей, решаемой в условиях большой неопределенности. В связи с этим оценка возможных объемов электропотребления выполнена в виде "зоны неопределенности", размеры которой увеличиваются с увеличением **периода заблаговременности.**

В пределах этой зоны представлено несколько сценариев электропотребления в диапазоне от существующего уровня 53 млрд.кВтч до 90 млрд.кВтч (минимального), 115 млрд.кВтч(среднего) и 130 млрд.кВтч (максимального) к **2030 году.**

Минимальному сценарию развития можно поставить в соответствие медленный выход экономики из кризиса, восстановление промышленного и энергетического потенциала Центрального и Северного Казахстана, более высокие темпы развития Западного Казахстана, в связи с разработкой месторождений нефти и газа в данном регионе, и постепенное, с более низкими темпами, восстановление экономики Южного Казахстана, за счет развития аграрного сектора, предприятий химической промышленности по производству

удобрений и малого бизнеса. Данный сценарий предполагает минимальный уровень инвестиций в электроэнергетический сектор.

Среднему сценарию развития можно поставить в соответствие более высокие темпы экономического роста. Он предполагает не только развитие социально-ориентированных отраслей экономики, интенсивное освоение нефте-газовых месторождений, но и более динамичную электрификацию быта и сферы услуг.

Вероятность достижения повышенных уровней электропотребления по максимальному сценарию развития представляется значительно меньшей, и соответствующие ему темпы экономического роста могут быть достигнуты только при условии более быстрых темпов выхода из кризиса, резкого повышения эффективности общественного производства, вложения значительных инвестиций. Увеличение потребления электроэнергии населением, а также предприятиями сферы услуг возможно только за счет быстрого роста уровня жизни и повышения технической оснащенности этих предприятий.

Уровень спроса и выработки электроэнергии по минимальному и максимальному сценариям (вариант самобаланса) прогнозируется в следующих размерах:

млрд.кВтч

	1998 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2030 г.
--	---------	---------	---------	---------	---------

Республика Казахстан

Потребление ! 53,027 ! 56,7-59 ! 60,5-72 ! 65-86 ! 90-130
 Производство ! 49,215 ! 56,7-59 ! 60,5-72 ! 65-86 ! 90-130
 Сальдо-переток! -3,812 ! 0 ! 0 ! 0 ! 0

Северный и Центральный регионы

Потребление ! 37,023 ! 39,2-40 ! 41,8-48 ! 44,7-56 ! 62-80
 Производство ! 37,425 ! 41,27-41,87 ! 42,99-49,79 ! 46,14-60,14 ! 64-82
 Сальдо-переток! +0,402 ! +2,07+1,87 ! +1,19+1,79 ! +1,44+4,14 ! +2,0-2,0

Южный регион

Потребление ! 9,729 ! 10,4-11 ! 11-14 ! 12-17,5 ! 16,5-30
 Производство ! 7,399 ! 8,33-9,13 ! 9,81-12,21 ! 10,56-13,36 ! 14,5-28
 Сальдо-переток! -2,33 ! -2,07-1,87 ! -1,19-1,79 ! -1,44-4,14 ! -2,0-2,0

Западный регион

Потребление ! 6,274 ! 7,1-8 ! 7,7-10 ! 8,3-12,5 ! 11,5-20

Производство ! 4,39 ! 7,1-8 ! 7,7-10 ! 8,3-12,5 ! 11,5-20

Сальдо-переток! -1,884 ! 0 ! 0 ! 0 ! 0

_____! _____! _____! _____! _____!

В зависимости от сценариев развития, в структуре потребления электроэнергии на перспективу, в соответствии с социальной направленностью развития экономики, внедрением новых технологий в энергоёмких отраслях, можно прогнозировать тенденцию к снижению доли потребления электроэнергии промышленностью с 66,7% в 1990 году до порядка 62% к 2015 году. В то же время возможно увеличение доли потребления электроэнергии в социально направленной сфере с 17,4% в 1990 году до порядка 25% к 2015 году. Возможная структура электропотребления по отраслям экономики и категориям потребителей по регионам и в целом по Республике Казахстан приведена в приложениях 1 Б и 1 В.

Для обеспечения указанных объемов выработки необходимо проведение ряда мероприятий:

Северный и Центральный регионы

Прогнозируемую по всем сценариям потребность данного региона можно обеспечить за счет реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих электростанций, так как даже по максимальному сценарию на уровне 2015 года потребность в электроэнергии в данном регионе оценивается в размере 52 млрд. кВтч, что на 14 млрд. кВтч ниже уровня 1990 года. Это обстоятельство может позволить с минимальными инвестициями сделать эту зону энергоизбыточной и иметь значительный, порядка 10-15 млрд. кВтч, экспортный потенциал.

В связи с исчерпанием нормативных ресурсов оборудования по части электростанций Северной зоны потребуются демонтаж и замена турбин с доведением суммарной мощности электростанций Северной зоны до установленной и прироста выработки за счет эффективного использования установленного оборудования. (приложение 2).

В части технического перевооружения к первоочередным объектам следует отнести: Аксуйскую ГРЭС, Экибастузскую ГРЭС-1, Балхашскую ТЭЦ, Жезказганскую ТЭЦ, Усть-Каменогорскую ТЭЦ, Петропавловскую ТЭЦ и другие ТЭЦ, осуществляющие электро-, теплоснабжение крупных промышленных предприятий.

Для теплоснабжения городов, замещения выводимых из баланса на время реконструкции и замены турбин, а также создания экспортных резервов,

потребуется ввод в действие дополнительных мощностей на некоторых электростанциях Северной зоны (приложение 3), в том числе на Экибастузской ГРЭС-2 ввод 3 и 4-го блоков мощностью по 525 МВт каждый. Срок ввода 3-го блока в периоды 2006-2010 годы, 4-го блока - в период 2011-2015 годов, а блоков № 5-6 мощностью по 525 МВт каждый в период 2016-2030 годы. В период 2006-2010 года необходимо строительство Семипалатинской ГЭС мощностью 78 МВт, являющейся контррегулятором Шульбинской ГЭС, для полного использования установленной мощности Шульбинской ГЭС. Строительство этой ГЭС включено в инвестиционное обязательство компании Сантри Пауэр Лимитед.

В этом регионе находятся электростанции, имеющие строительные заделы по их

расширению :

Акмолинская ТЭЦ-2 (185 МВт);

Карагандинская ТЭЦ-3 (110 и 140 МВт);

Карагандинская ТЭЦ-2 (185 МВт);

Усть-Каменогорская ТЭЦ (80 МВт).

Южный регион

Самобалансирование и даже создание в перспективе экспортного потенциала возможно и в этом традиционно дефицитном регионе. Это может быть достигнуто как за счет реконструкции и технического перевооружения действующих ТЭС, так и за счет нового строительства. Учитывая, что в Южном регионе ощущается острый дефицит пиковых регулирующих мощностей необходимо создать приоритетные условия для их строительства. Осуществить эту задачу возможно следующими путями:

увеличение производства электроэнергии на Жамбылской ГРЭС не менее чем до 5 - 6 млрд. кВтч в год;

строительство Майнакской ГЭС мощностью 300 МВт (900 млн.кВтч) и Кербулакской ГЭС (50 МВт, 300 млн.кВт.ч);

сооружение малых ГЭС на реке Аксу с потенциалом 235 МВт и на реке Теитек - 390 МВт с выработкой электроэнергии до 1,5-2 млрд. кВтч;

утилизация попутного газа нефтедобычи на группе месторождений Кумколь с созданием ГТУ мощностью от 60 до 200 МВт (0,3-1,3) млрд. кВтч);

возможно создание ПГУ с использованием магистрального газа;

возможно освоение энергии ветра со строительством в перспективе ВЭС;

сооружение на площадке Южно-Казахстанской ГРЭС угольной электростанции мощностью до 3 млн.кВт (18-19 млрд. кВтч).

Более подробно возможности использования гидроэнергетического потенциала Юго-восточного Казахстана рассмотрены в главе 4.

Для покрытия дефицита Южного Казахстана наиболее экономически предпочтительным представляется вариант реанимации действующих ТЭС,

строительства пиковых мощностей для улучшения структуры генерирующих мощностей, расширения Экибастузской ГРЭС-2 и усиления передачи Север-Юг.

Необходимость строительства крупного источника, такого как Южно-Казахстанская ГРЭС или Балхашская АЭС, просматривается за расчетным периодом после 2015 года (т.е. при объеме электропотребления более 90 млрд.кВтч). Конкурентоспособность АЭС в сравнении с угольной ГРЭС по всем критериям должна быть определена в ТЭО Балхашской АЭС. Имеющаяся на сегодня информация и анализ мировых тенденций не дает аргументов в пользу строительства АЭС в рассматриваемый период.

З а п а д н ы й К а з а х с т а н

На прогнозируемую перспективу до 2015 года покрытие потребности региона в электроэнергии и его самобалансирование возможно осуществить следующими путями:

завершение технического перевооружения Актюбинской ТЭЦ с установкой турбины Р-25 и заменой Р-14;

завершение строительства ГТУ-48 МВт АО "Актюбмунайгаз";

строительство Актюбинской ТЭС мощностью 570 МВт;

расширение Уральской ТЭЦ с установкой ГТУ 50-100 МВт;

расширение Атырауской ТЭЦ ГТУ мощностью 70-90 МВт.

В настоящее время по Актюбинской ТЭС вопрос обеспечения топливом (газ) решен для мощности 570 МВт, достаточной для самобаланса области на рассматриваемый период. (Газопровод Бухара-Урал и газопровод Жанажол-А к т ю б и н с к) .

Тенгизский нефтегазовый комплекс, потребность в электроэнергии которого покрывается в настоящее время от собственного источника ГТС (12x12) мощностью 144 МВт, самобалансируется. По прогнозу компании Шеврон Ойл для строящихся КТЛ 5 и 6 предусматривается установка трех ГТУ-35 МВт (две рабочие и одна резервная), которые полностью покрывают потребность, а внешний системный источник рассматривается как третий - резервный.

Намечаемые мероприятия для прироста выработки электроэнергии с учетом спроса электроэнергии в Уральско-Актюбинском энергоузле за счет строительства газотурбинных электрических станций приведены в приложении 6 А .

Следует отметить о необходимости строительства газотурбинных электростанций на природном газе и в первую очередь в Карачаганаке, где уже ведутся проработки по сооружению газотурбинных установок (ГТУ).

В связи с предстоящим освоением группы нефтегазовых месторождений в районе города Уральска, с прогнозируемым выходом попутного газа в больших объемах, целесообразно строительство газотурбинных быстро монтируемых электростанций (приложение 6В). При этом избыточная электроэнергия станций может быть предложена как пиковая или полупиковая мощность потребителям
У р а л а .

Существующие мощности по Атырау - Мангистаускому энергоузлу электростанций могут обеспечить потребность на ближайшую перспективу, но необходима замена оборудования на теплоэлектроцентралях ТЭЦ-1, ТЭЦ- 2 города Актау и Атырауской ТЭЦ (приложение 6С).

При увеличении производства электроэнергии к 2015 г. до 86 млрд. кВтч. в соответствии с рекомендуемым восстановлением и развитием электростанций, абсолютная величина газа, используемого для выработки электроэнергии и тепла на электростанциях, возрастет в 1,7 раза по сравнению с 1995 г., потребление угля и мазута сохранится практически на уровне 1995 г., что объясняется улучшением технических характеристик заменяемого оборудования и снижением удельных расходов топлива.

В структуре потребляемого топлива на тепловых электростанциях на уровне 2015 г. доля угля снизится с 80% до 73%, доля мазута снизится с 6,6% до 6,0%, а доля газа увеличивается с 13,4% до 21%.

Уже к 2015 г. произойдут изменения не только в структуре потребляемого топлива на ТЭС, но и в структуре производства электроэнергии. Увеличится производство электроэнергии на газовых электростанциях на 8 млрд.кВтч. угольных - на 10 млрд.кВтч, гидроэлектростанций на 1 млрд.кВтч.

Структура выработки электроэнергии различными типами электростанций в относительных единицах на уровне 2015 г. оценочно выражается следующими показателями:

	ТЭС на угле	- 66,8%
ТЭС на газе	-	21,2%
ГЭС	-	11,2%
АЭС	-	0,6%
ВЭС	-	0,2%

Суммарное производство электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии (включая гидроисточники) в Казахстане составляло 8,3 млрд.кВтч в 1995 г. и увеличится до 9,8 млрд.кВтч в 2015 г.

2.2. Основные направления развития теплоэнергетики Республики Казахстан

Прогноз потребности Казахстана в теплоэнергии на перспективу до 2030 года

Прогноз потребности в тепловой энергии в Республике на перспективу до 2030 года выполнен путем экспертной оценки на базе анализа имеющихся материалов по крупным городам и населенным пунктам с учетом фактических данных изменения теплотребления по отчетным данным ТЭЦ и крупных котельных.

Общий спад теплотребления в Республике в последние годы связан, прежде всего, со снижением промышленного производства в переходный период развития экономики Республики, а также с замедлением темпов жилищного строительства.

Свыше 60% теплоэнергии потребляется в крупных городах и поселках городского типа, для которых характерна жилая многоэтажная застройка с общественными центрами и размещением основной части промышленных предприятий.

Оценка потребности в теплоэнергии для нужд теплоснабжения в целом по Казахстану:

млн.Гкал/год

Наименование !1990г.!1995г.!2000г.!2005г.!2010г.!2015г.!2030г.!

-----!

Всего по	!	!	!	!	!	!	!
Казахстану	!	!	!	!	!	!	!
для нужд	!	!	!	!	!	!	!
теплоснабжения!	171,1	158,3	155,6	157,6	161,8	168,3	178,3 !

Системы теплоснабжения Казахстана

Республика Казахстан расположена в зоне с резко континентальным климатом, характеризующимся жарким летом и холодной зимой. В северных регионах Республики в зимний период температура наружного воздуха нередко снижается до минус 40 - 50о.

В Казахстане получили развитие три типа систем теплоснабжения: системы теплофикации от ТЭЦ, централизованное теплоснабжение - от районных, квартальных и групповых котельных и децентрализованное теплоснабжение от местных домовых котельных и печей.

Централизованное теплоснабжение с применением комбинированной выработки тепла и электроэнергии на теплоэлектроцентралях (теплофикация) в Казахстане возникло в середине тридцатых годов и стало доминирующей системой теплоснабжения в Казахстанских промышленно развитых городах в период 1960 - 1990 годов.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ, построенных для работы в основном по тепловому графику и действующих в настоящее время, составляет более 6700 МВт (38% от мощности всех электростанций). При этом покрывается около 40% теплопотребления и около 46% электропотребления страны.

Таким образом, Казахстан получил развитую систему теплофикации, не уступающую, по масштабам, Европейским достижениям.

Концепция теплофикации позволила создать условия для освобождения городов от большого количества мелких котельных, коэффициент полезного действия которых не превышал 50-60%, что приводило к перерасходу миллионов тонн топлива, загрязнению городов неочищенными дымовыми выбросами, золовыми отвалами и потоками автотранспорта, перемешавшими по городу топливо для этих котельных и золошлаковые отходы от них. Кроме того, жилые дома получили горячее водоснабжение от системы централизованного теплоснабжения, что позволило демонтировать массу квартирных газовых и твердотопливных водогрейных установок, загрязнявших воздух внутри жилых помещений.

Высоко развитая инфраструктура систем централизованного теплоснабжения с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты в городах Казахстана, а существующая застройка последних ориентирована на применение именно таких систем, стала таким же атрибутом социальных условий, как водопровод или канализация.

Кроме того теплофикация способствует улучшению экологической обстановки и обеспечивает занятость значительного числа трудоспособного населения работой, требующей высокой квалификации.

В городах с развитыми основными фондами в системах централизованного теплоснабжения с теплоплотностью 0,3 Гкал/ч* га и выше должны создаваться все условия для их сохранения и совершенствования. С этой целью необходимо обновление отслужившего оборудования, с внедрением прогрессивных достижений мирового уровня в области теплофикации.

В городах, не имеющих ТЭЦ, в поселках городского типа, сельских населенных пунктах, а также в городах - на территориях с низкой плотностью застройки (обычно одно-, двух- и трехэтажными домами) теплоснабжение обеспечивается от печей, домовых или местных котельных производительностью до 20 Гкал/ч или районных котельных большей мощности. В большинстве, эти теплоисточники имеют низкий К.П.Д. и низкий уровень эксплуатации, не имеют очистных сооружений и, соответственно, не отвечают требованиям охраны окружающей среды. Доля теплопотребления вне зоны теплофикации по стране составляет около 60%.

Спад промышленного производства привел к снижению потребности в

теплоэнергии. Планировавшийся ввод новых мощных теплоэлектроцентралей потерял актуальность, а расширение действующих - отодвигается на ряд лет. Из-за прекращения централизованных инвестиций в рыночных условиях обострилась проблема поддержания работоспособности существующих мощностей, половина из которых требует значительных капиталовложений для обновления из-за приближения или достижения предельного срока наработки.

При переходе к рыночным отношениям в энергетике комбинированный способ производства электроэнергии и теплоты, при полном прекращении централизованных капиталовложений, связан с необходимостью переориентации на строительство ТЭЦ средней и малой мощности (до 100 МВт) с максимальным использованием местных топливных ресурсов, включая сжигание городских отходов и мусора. В условиях дефицита электрической мощности во многих городах и местностях строительство таких электростанций может частично решать проблему энергообеспечения.

В качестве малых ТЭЦ могут выступать и дизель генераторы, оснащенные тепло утилизационными контурами, а также малые ТЭЦ с газотурбинными установками.

Тепловые сети, являющиеся одним из важнейших элементов систем централизованного теплоснабжения, в настоящее время - самое ненадежное звено этой системы. Из-за неудовлетворительного состояния около половины магистральных и распределительных тепловых сетей в городах затраты энергии на транспортирование тепла неоправданно велики. Проложенные под землей в непроходных каналах тепловые сети работают в переменных температурно-влажностных, способствующих коррозионным процессам, условиях. Антикоррозийные и теплоизоляционные покрытия имеют срок службы вдвое-втрое меньше нормативного. Наземная прокладка не везде возможна по градостроительным требованиям.

Строительство новых и реконструкцию действующих тепловых сетей необходимо ориентировать на достижение Европейских стран, развивающих централизованное теплоснабжение и теплофикацию. Внедрение современных бесканальных прокладок из предварительно изолированных труб в заводских условиях, с экологически чистой изоляцией на основе пенополимербетонных и пенополимерных смесей, самокомпенсирующих труб и системы кабельной диагностики мест утечек в теплопроводах позволит получить выигрыш как в затратах, так и во времени.

2.3. Автономные системы отопления (АСО)

При плотности застройки менее 0,3 Гкал/чга (в пригородных зонах, небольших населенных пунктах, городах с низким промышленным потенциалом, в сельской местности и пр.) представляется разумной децентрализация теплоснабжения, т.е. строительство новых теплоисточников на газе, жидком топливе, приближенных к потребителям тепла, установки автономных источников малой мощности для отдельного жилого дома, общественного или производственного здания. Электроотопление в рассматриваемом периоде может применяться только в особых случаях, например, при невозможности доставки топлива и в рекреационных зонах типа Медео, курорта Боровое (где необходимо свести до минимума вредное воздействие огневых технологий на природу) и т.п. В других случаях электроотопление допустимо при установлении специального (повышенного) тарифа.

Внедрение автономных систем отопления повышенной эффективности для зданий вне зон теплофикации является одним из технических мероприятий, предусмотренных Государственной программой Энергосбережения Республики Казахстан.

Существенной проблемой для внедрения автономных теплоисточников является недостаточность их производства в республике. Теплогенераторы, выпускаемые Казахстаном и странами СНГ, не всегда отвечают мировому уровню по экономичности, надежности и экологической безопасности и поэтому до освоения отечественного производства необходимо ориентироваться на зарубежных производителей, таких как "Висман", "Вайлонт", "Дхаль" (Германия), "Ферроли", "Ламборджини" (Италия) "Ойлон", "Новитор" (Финляндия) и др. Собственное производство теплогенераторов при несложной технологии их изготовления - это широкое поле деятельности для казахстанских высокотехнологичных предприятий.

В ряде населенных пунктов Мангистауской, Костанайской, Карагандинской, Северо-Казахстанской, Алматинской и др. областей к настоящему времени установлено автономных систем отопления (АСО) в общем количестве более 2000 шт. Финансирование их в основном осуществляется за счет местных бюджетов. Основной причиной ввода АСО является неудовлетворительный сбор средств за пользование теплом от централизованных источников (теплоэлектроцентралей) и, как следствие этого, снижение качества теплоснабжения вплоть до полного его прекращения с вынужденным переводом потребителей на самообеспечение теплом. Предварительный анализ показал бессистемность в сооружении АСО.

С целью ограничения хаотичного и необоснованного внедрения АСО в 1999-2000 годах намечено разработать региональные программы по внедрению автономных систем отопления с соответствующим технико-экономическим

обоснованием, в которых должен быть определен комплекс мероприятий по внедрению этих систем, созданию собственного их производства, выполнению сравнительного экономического и экологического анализа централизованных и децентрализованных схем теплоснабжения.

При этом первоочередной задачей должна стать технико-экономическая проверка целесообразности перевода на АСО городов Аркалык, Каражал, Тентек, Кентау, Жанатас, Абай, Шахтинск, работа действующих теплоисточников, в которых (ТЭЦ, районных котельных), представляется неэффективной.

Переход Республики Казахстан на принципы рыночной экономики обуславливает необходимость изменения тактики дальнейшего развития теплового хозяйства. Структурные изменения в промышленности, новые направления в жилищном строительстве, резкие изменения стоимости органического топлива, возрастающие требования к экологической безопасности и качеству тепла требуют технико-экономического обоснования при выборе централизованных или децентрализованных схем теплоснабжения. Для этого представляется целесообразным восстановить практику разработки схем теплоснабжения городов, финансируемых и утверждаемых областными и (или) городскими административными органами.

В основу этих, по существу инвестиционных ТЭО, должна закладываться информация об ожидаемых изменениях в развитии городов, подготавливаемая службами акиматов. В схемах теплоснабжения первостепенное значение должно придаваться определению последовательной, экономически оправданной модернизации действующих систем теплофикации, сокращению или увеличению доли теплопотребления от ТЭЦ, определению зон эффективного применения других систем теплоснабжения без ущерба экологическому состоянию города, а также - рекомендациям по энергосбережению.

2.4. Развитие атомной промышленности

Включение атомной энергетики в структуру энергетического сектора Республики Казахстан придаст ему более устойчивое состояние, снизит вклад в парниковый эффект и неблагоприятное влияние на изменения климата.

Основой для создания собственной ядерно-энергетической отрасли и строительства атомных электростанций может служить наличие следующих основных составных его частей:

1. Наличие собственной сырьевой базы и добывающей отрасли.
2. Развитая промышленность переработки сырья, его частичного обогащения и производства готового топлива.
3. Машиностроительный комплекс, способный изготавливать оборудование и

2.5. Электросетевое строительство

В силу географического расположения Казахстана на Евроазиатском континенте, при формировании ЕЭС следует руководствоваться международными стандартами и принципами, что в перспективе облегчит процесс ее интегрирования в Единую Евроазиатскую энергетическую систему. Указанный процесс является долговременным, требующим значительных материальных затрат, и в связи с этим, тщательного анализа экономической эффективности.

Каждое государство СНГ будет стремиться строить свою перспективную энергетическую политику, исходя из принципа целесообразной энергетической самостоятельности. Однако, как показывает анализ многолетнего опыта эксплуатации ЕЭС, совместная работа энергосистем дает существенный экономический эффект. В условиях рыночной экономики и хозяйственной самостоятельности регионов прогнозирование спроса на электроэнергию затрудняется. Рыночная экономика подвержена подъемам и спадам, вследствие чего потребность в электроэнергии регионов и стран может существенно меняться. Создание в национальных ЭЭС дополнительных резервов мощности явится дополнительным бременем экономики государств СНГ.

Необходимо отметить, что переход экономик стран к рыночным механизмам регулирования и изменение политической ситуации не создают объективных экономических причин для дезинтеграции ЕЭС, являющейся наиболее эффективной формой совместного функционирования и координированного развития электроэнергетических систем.

ЕЭС Казахстана занимает значительную территорию (более 2 млн.кв. км) и расположена в центре транспортной магистральной электрической сети 500-1150 кВ Евроазиатского континента с направлениями:

Европейская часть ЕЭС России
Азиатская часть ЕЭС России (ОЭС Сибири)
ОЭС Центральной Азии.

В объединении ЕЭС СНГ электрическая сеть ЕЭС Казахстана играет важную роль связующего звена в ЕЭС России (между ОЭС Урала и ОЭС Сибири), а также в объединении ОЭС Центральной Азии с ЕЭС СНГ.

Существующая сеть 500-1150 кВ уже сегодня позволяет осуществлять транзит мощности между Уралом и Сибирью через Казахстан до 1000 мВт и между государствами Центральной Азии и Россией через Казахстан до 500 мВт. С переводом транзита ВЛ-1150 кВ Экибастуз - Кокчетав - Кустанай на номинальное напряжение транспортные потоки мощности между Уралом и Сибирью через Казахстан могут увеличиться до 1800 мВт.

В целом по ЕЭС Казахстана необходимо выделить следующие проблемы, требующие решения:

Создание оптового рынка пиковых и резервных мощностей для стабилизации частоты в нормальных и аварийных режимах.

Компенсация зарядной мощности сети 220-500 кВ ЕЭС Казахстана.

Развитие и модернизация противоаварийной автоматики ЕЭС Казахстана.

Перевод на новый технический уровень контроля и учета перетоков мощности и электроэнергии.

Для дальнейшего формирования Единой энергетической системы страны, которая является одной из стратегических составляющих концепции развития электроэнергетики Казахстана, необходимо строительство ряда крупных межсистемных линий электропередачи.

По минимальному сценарию на протяжении периода до 2015 года перетоки электроэнергии по межрегиональным и межобластным электрическим сетям национального значения в нормальных эксплуатационных режимах не превышают допустимых значений. В ремонтных и аварийных режимах опасение вызывает сечение Экибастуз - Караганда - Юг.

Получение электроэнергии в Южный регион по сечению Агадырь - ЮКГРЭС в аварийных режимах можно зарезервировать заключением соглашения с государствами Центральной Азии, либо поднятием резервных мощностей на электростанциях региона, что исключает необходимость строительства ВЛ 500 кВ Агадырь - ЮКГРЭС по условию надежности электроснабжения.

Наиболее уязвимым звеном в южном и центральном направлении является сечение Экибастуз - Караганда, которое требует усиления по условию надежности электроснабжения и может быть осуществлено путем строительства ВЛ 500 кВ Экибастуз - Агадырь. При этом следует иметь в виду, что выработка электроэнергии на действующих электрических станциях в Карагандинской области должна быть увеличена до 11,3 млрд. кВтч к 2015 году, а в Южном регионе - до 12,7 млрд. кВтч.

Потокораспределение по максимальному сценарию развития определило, что для передачи дешевой электроэнергии Экибастузских электростанций в Южный регион и усиления существующей электрической связи между Севером и Югом Казахстана, необходимо завершить строительство линий электропередач напряжением 1150-500 кВ Север - Юг Казахстана. Общая протяженность линии 1580 км и прогнозируемый объем инвестиций - 400 млн. долларов США, в том числе по участкам:

ВЛ-1150 кВ Экибастуз - Топар. Протяженность 357 км. Прогнозируемый объем инвестиций - 100 млн. долларов США;

ВЛ.-500 кВ Топар - Агадырь. Протяженность: две цепи по 160 км. Прогнозируемый объем инвестиций - 80 млн.долларов США;

ВЛ.-500 кВ Агадырь - Южно-Казахстанская ГРЭС (ЮКГРЭС). Протяженность 390 км. Прогнозируемый объем инвестиций - 90 млн.долларов США ;

ВЛ.-500 кВ ЮКГРЭС - Жамбыл. Протяженность 513 км. Прогнозируемый объем инвестиций - 130 млн.долларов США.

Ориентировочный объем инвестиций в электросетевое строительство в период до 2015 года приведен в приложении 7.

В настоящее время прорабатывается вопрос строительства линии электропередачи напряжением 500 кВ на Китай, окончательная трасса прохождения которой будет определена после выполнения ТЭО. По предварительным данным предложены несколько вариантов прохождения т р а с с ы :

1. Экибастуз - Аксу - Курчатов - Шульбинская ГЭС - Восточный Казахстан - К и т а й .

2. Экибастуз - Шульбинская ГЭС - Актогай - Дружба - Китай.

3. Экибастуз - Караганда - Балхаш - Актогай - Дружба - Китай.

4. Аксу - Шульбинская ГЭС - Восточный Казахстан - Китай.

Передаваемая мощность по данной линии планируется до 1000 МВт.

Наряду со строительством электропередачи Север - Юг необходимо объединение Западного региона с Единой энергосистемой Казахстана. Объединение Западной зоны с Единой энергосистемой Казахстана возможно по нескольким альтернативным вариантам: один из вариантов - это строительство ВЛ-500 кВ Уральск - Карачаганак - Актюбинск с последующим выходом напрямую к Единой энергосистеме Казахстана или возможен выход из Западной зоны на Юг, связанный с будущим маршрутом нефтепровода Западный К а з а х с т а н - К и т а й .

Возможно строительство ВЛ-500 кВ Уральск - Атырау - Тенгиз, Актюбинск - Атырау для обеспечения усиления связи регионов Западного Казахстана. Для усиления связи с ЕЭС России возможен перевод ВЛ-500 кВ Балаковская АЭС - Степная и Новотроицк - Ульке на работу на напряжении 500 кВ.

Для увеличения пропускной способности транзита Сибирь - Казахстан - Урал , при необходимости передачи мощности из Сибири в Центр России возможен перевод транзита 1150 кВ Барнаул - Экибастуз - Кокчетав - Кустанай - Челябинск на работу с напряжения 500 кВ на 1150 кВ.

Сети 220 кВ будут продолжать выполнять системообразующие функции и в сочетании с сетями 500 кВ, обеспечивать схему выдачи мощности крупных электростанций и получение мощности крупными потребителями.

Стратегия развития распределительных электрических сетей напряжением 0,38-110 кВ должна определяться на принципах рыночной экономики.

Структурные изменения в промышленности, в сельском хозяйстве (переход на фермерское ведение хозяйства), развитие малого предпринимательства и частного бизнеса предполагают новый подход при разработке схем внешнего электроснабжения для потребителей, расположенных на "хвостовых" участках протяженных линий электропередачи напряжением 0,38-110 кВ. При этом следует рассматривать варианты альтернативного электроснабжения от локальных (местных), в ряде случаев и автономных, генерирующих источников, в том числе, использующих возобновляемые энергетические ресурсы.

Выбор того или иного варианта энергоснабжения конечных потребителей должен определяться конкретными технико-экономическими расчетами, проведенными собственником распределительных электросетей 0,38-110 кВ или самим потребителем электрической энергии.

Прогноз межгосударственных перетоков

Российское направление

Существующие электрические сети "КЕГОС" в составе ВЛ 500-1150 кВ Северного региона Казахстана были сформированы в составе ЕЭС бывшего СССР и рассчитывались на передачу электроэнергии гидроэлектростанций Сибири и Канско-Ачинского ТЭКа на Урал и в Центр России. На первом этапе планировалась передача 12-14 млрд.кВтч, на втором этапе - 25-30 млрд.кВтч.

Ввиду того, что был осуществлен только первый этап строительства электропередачи Сибирь - Казахстан - Урал, экспорт электроэнергии из Казахстана в Россию по существующим сетям может быть обеспечен в пределах
1 2 - 1 4 м л р д . к В т ч .

Казахстан весьма заинтересован в сохранении и использовании этого транзита Россией, что позволило бы на ближайшую перспективу за счет обмена электроэнергией с ней покрыть потребность Актюбинского и Уральского энергоузлов.

Весьма перспективным в будущем является проект передачи постоянного тока Экибастуз - Тамбов напряжением 1500 кВ, в котором должны быть заинтересованы как Россия, так и Казахстан. Этот проект открывает возможность транспорта электроэнергии сибирских электростанций и Экибастузского ТЭКа в центральные районы России и в страны Европы.

Центрально-Азиатское направление

Энергосистема Центральной Азии и Южного Казахстана формировалась как

Электроэнергетика Казахстана, сформированная тремя достаточно разобщенными (изолированными) зонами, интегрированными с объединенными энергосистемами соседних республик бывшего Союза, идет по пути создания единой национальной электроэнергетической системы страны в соответствии со статьей 2 Конституции Республики Казахстан (основной закон), провозглашающей Республику Казахстан унитарным государством.

Единый электроэнергетический комплекс Казахстана строится на следующих основных принципах:

создание единой национальной электроэнергетической системы страны, основанной на объединении всех трех энергетических зон;

создание единого рынка электроэнергии в стране.

I этап выполнения Программы - создание Единой национальной электроэнергетической системы страны, которое основано на объединении всех трех энергетических зон путем строительства линий электропередачи напряжением 500 кВ и 1150 кВ. Общий объем требуемых инвестиций около 500 млн. долларов США. Источниками могут быть внешние заимствования, амортизационные отчисления, прибыль. При этом Национальная электрическая сеть должна находиться в исключительной государственной собственности, так как вопрос энергетической независимости определен в качестве основополагающего приоритета настоящей Программы и является одним из аспектов национальной безопасности Республики Казахстан.

Организация надежной и устойчивой деятельности ЦДУ как независимого технического оператора единой национальной электроэнергетической системы по управлению всеми субъектами и участниками оптового рынка электроэнергии страны, также требует статуса независимого, не принадлежащего ни одному из субъектов рынка или в равной степени принадлежащего всем, органа оперативного управления.

Распределительные электросетевые компании, напротив, должны быть приватизированы, но учитывая специфику отрасли, без права дальнейшего дробления (сегментации), и изменения профиля деятельности. Основным видом деятельности региональных электросетевых компаний должны быть сбыт и распределение электроэнергии.

Программа дальнейшего развития рынка электроэнергии на 1997-2000 годы утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 июля 1997 года № 1193. Программой определена модель организации рынка электроэнергии на территории Республики Казахстан и поэтапный план действий по развитию рынка электроэнергии, определены задачи по созданию конкурентного саморегулирующегося рынка электроэнергии, цели и методы государственного регулирования в этой области.

Основополагающим в данной Программе является наличие двух уровней единого рынка электроэнергетики в Республике Казахстан, такие как оптовый рынок электрической мощности и энергии (ОРЭМЭ) и региональный розничный рынок электроэнергии.

Основными задачами создания и развития ОРЭМЭ в Республике Казахстан являются:

обеспечение свободного выбора поставщиков электроэнергии конечными потребителями путем непосредственной закупки необходимой им электрической мощности и энергии на ОРЭМЭ (прямые потребители) или через их выбор трейдера, являющегося оптовым покупателем электрической мощности и энергии на ОРЭМЭ и продавцом электроэнергии для конечных потребителей (потребители с мощностью электропотребления менее 5 МВт);

развитие конкуренции между энергопроизводящими предприятиями за сбыт вырабатываемой ими электрической мощности и энергии;

обеспечение свободного доступа всех субъектов ОРЭМЭ к национальной электрической сети ОАО КЕГОС и распределительным электрическим сетям Р Э К о в .

Основными задачами регионального розничного рынка электроэнергии являются:

обеспечение свободного доступа к розничной торговле электроэнергией по распределительным электрическим сетям регионального и местного уровней энергопроизводящих организаций (оптовые поставщики), трейдеров и их дилеров (розничные поставщики) и потребителей (покупатели);

развитие конкуренции между энергопроизводящими организациями за сбыт вырабатываемой ими электроэнергии;

получение выгод потребителями путем свободного выбора ими поставщиков электроэнергии;

обеспечение прозрачности условий формирования тарифов, покрывающих издержки и позволяющих обеспечить развитие субъектов, являющихся естественными монополистами в секторе электроэнергетики;

повышение платежной дисциплины субъектов розничного рынка за потребленные электроэнергию и услуги по ее передаче и распределению.

По принятой модели организации рынка электроэнергии на территории Республики Казахстан структура сетей передачи электроэнергии подразделена на три уровня: межрегиональный, региональный и местный. Межрегиональный уровень включает в себя линии высокого напряжения 1150, 500, 220 кВ, образующие национальную систему и осуществляющие передачу электрической энергии электростанций общего пользования и электростанций регионального значения до потребляющих региональных сетей и крупных потребителей.

Региональный уровень включает в себя региональные линии электропередачи 110, 35 и менее кВ, осуществляющие передачу электрической энергии от подстанций межрегионального уровня. Местный уровень представлен сетями масштаба микрорайона, осуществляющими доставку электрической энергии до конечных потребителей.

Механизм рынка представлен путем создания оптового и розничного рынка электрической энергии.

Субъектами оптового рынка являются энергопроизводящие организации, являющиеся продавцами электрической мощности и электроэнергии, оптовые потребители электроэнергии (распределительные компании и правомочные потребители), торгово-посреднические компании (трейдеры), транспортная компания, обслуживающая национальную электрическую сеть, центральное диспетчерское управление (ЦДУ) и его региональные центры (РДЦ - технический оператор), торговая система-организация, имеющая комплекс каналов связи, программного обеспечения и технических средств, обеспечивающих процедуру заключения и регистрации сделок оптовой купли. Проработан порядок входа в рынок и реализация договоров. Разработана схема формирования розничных рынков электроэнергии. В настоящее время прорабатывается процедура приватизации региональных энергокомпаний (РЭКов).

Важным фактором в создании энергорынка являются задачи решаемые проектом АСКУЭ (Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии), которые обеспечат доступ пользователей к информации: о ценах в режиме реального времени, об участниках рынка, о точках подачи и потребления энергии, о выполнении графиков поставки энергии и имеющихся пропускных способностях линий электропередачи. Система осуществляет регистрацию произведенных сделок для взаиморасчетов, формирования отчетности, разрешения взаимных претензий и аудита.

Торговая система представляет собой интегрированную среду для ведения торговли и получения информации с использованием Internet- технологий и включает в себя различные рыночные инструменты, источники информации и системные интерфейсы.

Основными функциональными компонентами Торговой системы являются:

1. Подсистема заключения торговых сделок - осуществляет заключение сделок купли-продажи электрической мощности и энергии, производит регистрацию сделок и накопление базы данных по заключаемым сделкам, формирует предварительный диспетчерский график НЭС в реальном режиме времени.

2. Информационная подсистема - производит накопление различных видов

информации в базе данных и обеспечение доступа пользователей к ней, создание интегрированных архивов, осуществляет обмен информацией между участниками энергорынка.

3. Средства повышения эффективности работы участников рынка - создает автоматизированное ведение документооборота, бухгалтерского и других видов учета и отчетности.

4. Аналитические средства - применение сложных аналитических моделей анализа рынка и оценки последствий, многоцелевых и многовариантных сценариев возможных торговых сделок предоставляют возможность выбора наилучших вариантов и сроков заключения торговых сделок.

Т а р и ф н а я п о л и т и к а

Тарифная политика в электроэнергетике - один из инструментов влияния на экономику страны в целом, любое изменение тарифа влияет на цену конечного продукта. Существующая тарифная политика отражает те тенденции, которые происходят в электроэнергетике и экономике, в том числе и с появлением новых собственников электростанций. Сложившаяся ситуация в Республике Казахстан в части электроснабжения и теплоснабжения, связанная со снижением потребительского спроса, коренным образом отличается от действовавшей в недалеком прошлом, когда реально ощущался дефицит таких ресурсов, как электро- и теплоэнергия.

Впервые на постсоветском пространстве был создан оптовый конкурентный рынок электроэнергии, который функционирует с 1997 года и охватывает все большее число участников и субъектов оптового рынка.

В соответствии с этим, цены на электроэнергию, отпускаемую электростанциями Казахстана, не подлежат регулированию со стороны государства и определяются спросом и предложением на оптовом рынке электроэнергии. Конкуренция на оптовом рынке привела к стабилизации цен электростанций.

Электросетевые компании, согласно законодательству и в соответствии с международной практикой, подлежат государственному регулированию посредством установления тарифов органами антимонопольного комитета.

Энергетика Казахстана нуждается в привлечении крупных инвестиций для замены устаревшего оборудования, модернизации и вводу новых мощностей. Объекты энергетики являются основой любой инфраструктуры наравне с транспортными артериями. Все объекты энергетики, включая магистральные линии электропередачи, должны стать приоритетными, по привлечению прямых и портфельных инвестиций. Всем заинтересованным иностранным и местным инвесторам, решившим инвестировать свои средства в электроэнергетику,

необходимо предоставить льготы и преференции в соответствии с законодательством, независимо от объема и форм собственности.

Энергетика во всем мире является фондообразующей отраслью.

Для ускорения процесса модернизации и реконструкции в электроэнергетике, а также нового строительства необходимо, чтобы были созданы специальные условия: льготы и преференции для привлечения инвестиций, защита инвестиций, предусмотренные законодательством по инвестициям, обеспечение выполнения инвесторами своих инвестиционных обязательств.

Развитие существующих энергогенерирующих источников в части реконструкции, технического перевооружения, расширения и поддержания мощностей закреплены в инвестиционных обязательствах собственников, принятых на этапе приватизации электростанций. Министерству энергетики, индустрии и торговли совместно с Департаментом государственного имущества и приватизации необходимо добиться выполнения инвесторами (собственниками) приняты х обязательств .

Источником для проведения реконструкции, технического перевооружения, расширения и поддержания действующих мощностей должны быть амортизационные отчисления и прямые инвестиции, учитываемые в прибыли. Для нового строительства должны быть задействованы механизмы привлечения средств путем внешних заимствований, прямых инвестиций, предпочтительно на тендерной основе .

Тарифы на электрическую и тепловую энергию в соответствии с действующим Указом Президента Республики Казахстан, имеющего силу Закона "Об электроэнергетике", Законом Республики Казахстан "О естественных монополиях" должны учитывать инвестиционную составляющую.

Настоящей Программой предусматривается практически полное обновление основных производственных мощностей, так как пик лавинообразного выбытия мощностей из-за физического износа и исчерпания моторесурса основного оборудования ожидается в период с 2004 года. 80% действующих энергогенерирующих мощностей должно быть заменено вводом новых к 2030 году. Программой 2030 предусмотрено не только поэтапное обновление энергетических мощностей, но и расширение, новое строительство, что позволит к концу периода добиться увеличения установленной мощности на 40%.

Учитывая высокую капиталоемкость (фондоемкость) электроэнергетики, тарифная политика в электроэнергетике должна строиться на следующих принципах :

- для привлечения инвестиций обеспечить возвратность инвестиций;
- для проведения реконструкции, технического перевооружения, расширения и поддержания мощностей проводить постепенную капитализацию с целью

накопления средств;

- для нового строительства привлекать инвесторов, которые бы практически на новых площадках осуществили строительство по схеме BOT или BOO; для расширения или доведения до завершения строительства по этой же схеме продавать объекты на инвестиционных тендерах с обязательным привлечением внешнего заимствования;

- под особо важные объекты строительства, определяемые государственными органами отдельно, связанные с возможностью обеспечения "рывка" для экономики региона, или имеющие важное значение для народного хозяйства страны, например, завершение ЮКГРЭС государство должно предусмотреть государственные гарантии для привлечения кредитных средств у мировых финансовых институтов.

По мере выполнения Программы будет функционировать спот-рынок электроэнергии.

Тарифная политика компании по транспортировке электроэнергии должна поддерживать местные генерирующие источники, осуществляющие комбинированную выработку электроэнергии и тепла для теплоснабжения.

Постепенная эволюция тарифообразования транспортной компании должна учитывать государственные политические и экономические подходы. Стимулирование строительства новых и поддержка имеющихся электростанций национального значения, расположенных в местах добычи энергоресурсов, является одним из ключевых задач стратегии развития отрасли.

Во всем мире возобновляемые энергоисточники являются неотъемлемой частью природоохранных мероприятий. Производство энергии на данных источниках относительно дорого по сравнению с традиционными источниками. Необходимо ввести в законодательном порядке ряд мер, способствующих их развитию, это может быть освобождение компаний, занимающихся установкой подобных энергоисточников от таможенных пошлин на поставку оборудования; компаний, владеющих данными энергоисточниками,- от НДС по электроэнергии в качестве платы за чистый воздух.

4. Энергосберегающая политика при производстве электроэнергии

Эффективное использование энергии является необходимым условием экономического и социального развития, а также улучшения экологии окружающей среды.

Одним из показателей работы основного оборудования тепловых электростанций (доля ТЭС в электроэнергетике Казахстана составляет более 90%

) является расход топлива на выработку 1 кВтч электроэнергии. По данному показателю теплоэнергетика Казахстана превышает мировые на 10-15%, что, в основном, связано с работой станций на низкосортных углях, работой на непроектных топливах, а также тем, что основной парк оборудования на ТЭС Казахстана требует модернизации и замены.

Ввод новых энергетических мощностей, строительство новых ТЭС, модернизация оборудования и расширение действующих электростанций должны осуществляться за счет использования последних достижений мирового научно-технического прогресса. Наиболее перспективной технологией сжигания низкосортных углей при минимальных выбросах в атмосферу оксидов азота и серы является сжигание в циркулирующем кипящем слое как при атмосферном, так и при повышенном давлении.

Одним из приоритетных направлений развития электроэнергетики и решения экологических проблем Казахстана является использование возобновляемых энергетических ресурсов. Потенциал возобновляемых энергетических ресурсов (гидроэнергия, ветровая и солнечная энергия) в Казахстане весьма значителен.

Гидропотенциал Казахстана составляет по оценкам около 170 млрд. кВтч в год, при этом технически возможный к использованию равен 62 млрд.кВтч, экономический - 27 млрд.кВтч, из которых на сегодня используется не более 8 млрд.кВтч в год.

Распределение теоретических гидроэнергоресурсов по территории Казахстана (с некоторым округлением) приводится в таблице:

Энергетическая! Водохозяйственный! Административные! Теоретические

зона	! регион	! единицы	! ресурсы
	!	!	9
	!	!	(x10 кВтч)
Север	!Восточный Казахстан	! Восточно-	! 72
	! Казахстанская обл.!		
	!	!	!
	! Юго-Восточный	!Алматинская обл.	!
	! Казахстан	!	! 72 !
Юг	!	!	! 92
	! Южный Казахстан	!Жамбылская, Южно-	!
	!	!Казахстанская,	! 20 !
	!	!Кызылординская обл!	!
	!	!	!

Север	!	Северный,	!	Остальные области	!	6
Запад	!	Центральный и	!		!	
	!	Западный Казахстан	!		!	
<hr/>						
Весь Казахстан!	!		!		!	170
<hr/>						

Возможности использования энергетических ресурсов рек Казахстана оценены институтом "АлматыГидропроект" на основе региональных схем размещения ГЭС в Восточной, Юго-Восточной и Южной зонах. Выявлены возможности создания 564 новых ГЭС и восстановления 14 ГЭС, ранее бывших в эксплуатации.

Из общего числа ГЭС - 578, к крупным ГЭС (мощностью более 30 МВт) отнесены 38, к малым (мощностью до 30 МВт) - 540. Общая установленная мощность 38 крупных ГЭС составляет 3296 МВт, выработка электроэнергии - около 12 млрд. кВт.ч. Для малых ГЭС общая мощность составляет 2412 МВт, выработка - около 11 млрд. кВт.ч.

Большое значение, наряду с крупными проектами, имеют небольшие гидроэлектростанции мощностью 30-20 МВт и менее. Некоторые из них предусматривают использование существующих ирригационных каналов, что делает их более готовыми для осуществления (при меньших затратах средств, ресурсов и времени). Вырабатываемую электроэнергию этих станций, наряду с подачей ее в общенациональные сети, наиболее перспективно использовать на местном уровне, а также для небольших разветвленных нагрузок.

Распределение малых ГЭС по регионам страны следующие:

Регион	Число ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн. кВтч
Восточно-Казахстанская обл.	89	594	2566
Алматинская обл.	227	1147	5336
Южно-Казахстанская обл.	118	437	1926
Жамбылская обл.		98	234
			1150

В соответствии со стратегией развития электроэнергетической отрасли и прогнозом объемов электропотребления, в период с 2000 по 2030 годы должны быть введены новые генерирующие мощности на базе использования гидроэнергетических ресурсов.

Наибольшие перспективы в развитии малых ГЭС существуют в Алматинской области, обладающей значительным потенциалом, но при этом импортирующей из других регионов большое количество электроэнергии.

Институт "АлматыГидропроект", рассмотрев большое количество проектов, выделил из них 22 проекта, наиболее перспективных к внедрению (приложение 8)

В Казахстане существует десятки заброшенных или находящихся на консервации малых ГЭС. Восстановление этих станций заключается в основном в полной замене гидромеханического и электромеханического оборудования. Как правило, водозаборные и водонапорные сооружения, а также дороги к ГЭС находятся в хорошем состоянии.

Перечень проектов и необходимые инвестиции на восстановление малых ГЭС, выполненные специалистами Казахского НИИ энергетики и институтом "АлматыГидропроект", представлены в приложениях 9 и 10.

Казахстан располагает значительным потенциалом ветровой энергии, особенно в районе "Джунгарских ворот" и "Шелекского коридора" Алматинской области. Предварительные расчеты показывают, что в Джунгарских воротах возможно строительство ветроэлектростанций (ВЭС), суммарной мощностью более 1000 МВт, и чуть меньшей в районе Шелекского коридора. Близость существующих линий передач электроэнергии, хорошая корреляция сезона ветров с потребностью в электроэнергии, а также местный рынок спроса на электроэнергию делают вопрос о разработке этих нетрадиционных

энергоресурсов в Джунгарских воротах и Шелекском коридоре привлекательным.

Следует отметить, что практически вся территория Казахстана пригодна для строительства ветроэлектростанций.

На основании имеющихся метеорологических данных были выбраны первые площадки для сооружения ветровых электростанций (ВЭС):

- Джунгарская ВЭС - 40 МВт;
- Шелекская ВЭС - 140 МВт;
- Сарыозекская ВЭС - 140 МВт;
- Алакольская ВЭС - 140 МВт;
- Каройская ВЭС - 20 МВт;
- Шенгельдинская ВЭС - 20 МВт;

Общая мощность этих ВЭС составит около 520 МВт с годовой выработкой электроэнергии около 1,8 - 2 млрд. кВт.ч. Инвестиции в строительство этих ВЭС составляет порядка 500 млн. долларов США. Очередность ввода мощностей ВЭС представлена в приложении 5.

Проект "Ускорение развития ветроэнергетики в Казахстане" по исследованию ветропотенциала в районе Джунгарских ворот и Шелекского коридора осуществляется Глобальным Экологическим Фондом совместно с казахстанской с т о р о н о й .

Проект "Казахстан: изучение развития рынка ветровой энергии" по исследованию ветропотенциала в Центральном Казахстане осуществляется голландскими специалистами и финансируется Правительством Голландии.

Целью этих проектов, выполняемых по общепринятым мировым стандартам, является устранение барьеров на пути коммерческого производства ветровой энергии, подача ее в сеть энергоснабжения в Казахстане и разработка ТЭО д е м о н с т р а ц и н н ы х В Э С .

Несмотря на северную широту географического расположения Казахстана, ресурсы солнечной энергии в стране являются стабильными и приемлемыми благодаря благоприятным климатическим условиям. Количество солнечных часов составляет 2200-3000 часов в год, а энергия солнечного излучения - 1300-1800 кВт на квадратный метр в год, что делает возможным создание панелей солнечных батарей в сельской местности, в частности, портативные системы фотоэлектросточников для населения. При таком уровне энергии солнечного излучения солнечные нагреватели воды (СНВ), особенно в отдаленных районах, не имеющих доступа к природному газу, также должны быть жизнеспособными. При этом технологии СНВ могут быть приобретены на коммерческой основе, либо могут быть использованы отечественные разработки. Для успешного продвижения на рынок СНВ необходимо добиться их максимальной дешевизны. Одной из перспективных разработок могут быть СНВ, разработанные в Казахском НИИ энергетики. СНВ, выполненные на основе полимерных материалов, более чем на порядок дешевле традиционных. Расчеты специалистов КазНИИЭнергетики показывают, что использование таких СНВ может быть экономически выгодно даже в условиях города, где имеется большое количество разнообразных источников энергии. При годовой потребности Казахстана 2,0 млн.м² СНВ, КазНИИЭнергетики способен выпускать их до 150 тыс.м².

Анализ имеющихся в Республике геотермальных и биологических ресурсов показывает, что их качество и потенциал для производства электроэнергии н е д о с т а т о ч н о в ы с о к и .

Наиболее целесообразно использовать геотермальную энергию для теплоснабжения, а биологические ресурсы для получения биогаза с последующим его использованием для обогрева и приготовления пищи, а также производства удобрений.

В числе нетрадиционных источников энергии, которые могут быть учтены в балансе, является попутный газ нефтедобычи.

Балансовые запасы газа малых месторождений и попутного газа нефтедобычи на 112 месторождениях Казахстана (Актюбинской, Атырауской, Жамбылской, Уральской, Кызылординской, Южно-Казахстанской областей) оцениваются в 2380 млрд.м³, в том числе:

свободного газа - 1558 млрд.м³;
растворенного газа - 60,3 млрд.м³;
газовой шапки - 219 млрд.м³.

Из этого объема приходится на:

разрабатываемые месторождения - 1774 млрд.м³;
подготовленные к промышленному освоению - 452 млрд.м³;
законсервированные - 6 млрд.м³.

Извлекаемые запасы нефтегазовых месторождений составляют:

растворенный газ - 578,7 млрд.м³;
свободный газ + шапка составляют - 1693,1 млрд.м³.

Современная добыча попутного газа составляет 946 млн.м³ в год, сжигается в факелах 658 млн.м³, что эквивалентно 2 млрд.кВтч.

Месторождение Кумколь. Утилизация попутного газа нефтедобычи позволит ввести до 2005 года электрогенерирующие мощности на газотурбинных установках до 50 МВт с выработкой до 300 млн.кВтч.

Учитывая, что ожидается рост нефтедобычи, а с ним и рост выхода попутного газа, в период до 2010 года можно будет развернуть дополнительные мощности.

Месторождение Жанажол. Мощность существующей газотурбинной электрической станции (ГТЭС), работающей на попутных газах, в 1999 году выйдет на проектную мощность 48 МВт с годовой выработкой около 300 млн.кВтч электроэнергии. В 2001-2005 годах вводится ГТЭС мощностью 150 МВт с выработкой электроэнергии до 900 млн.кВтч в год.

Месторождение Прорва. К 2000 году вводится в строй ГТЭС мощностью 51 МВт с выработкой более 250 млн.кВтч электроэнергии, при этом потребность АО "Тенгизмунайгаз" - 50 млн.кВтч. Остальная электроэнергия будет подаваться

5. Научно-технический прогресс и новые технологии

Основу электроэнергетики Казахстана составляют угольные электростанции, на которых вырабатывается более 80% энергии.

В обозримой перспективе уголь по-прежнему будет играть значительную роль в энергетике (Северная и Южная энергетические зоны), причем ряд проблем его эффективного использования потребует уже в ближайшем будущем.

Угли, используемые в настоящее время в электроэнергетике Казахстана большей частью низкосортные, а именно: высокосольные, что и определяет их соответствующую энергетическую, экологическую и экономическую эффективность.

Эффективность применения угольной технологии в электроэнергетике должна решаться комплексно, т.е. проведение работ в угольной промышленности по получению более конкурентоспособного топлива, а также применение новейших технологий в котельной технике. В частности, в угольной промышленности требуется:

увеличение масштабов усреднения по зольности добываемого экибастузского угля;

рассмотреть целесообразность обогащения экибастузского угля до реально возможной, на сегодня, зольности - 36%, особенно для электростанций, находящихся на большом расстоянии от места его добычи.

Для повышения конкурентоспособности угля как стратегического топлива необходимо решить ряд проблем, связанных с повышением эффективности сжигания низкосортных углей, а также вопросов, связанных с загрязнением окружающей среды газовыми и пылевыми выбросами угольных электростанций. При этом наибольший интерес должны представлять угольные технологии, где вопросы эффективности сжигания и экологии решаются одновременно.

В ближайшее время строительство новых угольных электростанций регионального значения не предвидится. Поэтому основной проблемой в этот период будет замена оборудования, исчерпывающего ресурсы работоспособности, на оборудование нового поколения. При этом внедрение новейших технологий нового, высокоэффективного основного и вспомогательного оборудования в процесс смены устаревшего оборудования ТЭС даст значительный экономический и экологический эффект.

Наибольший интерес для угольных электростанций Казахстана могут представлять следующие чистые угольные технологии:

котлы с топками стационарного и циркулирующего кипящего слоя как с атмосферным, так и с повышенным давлением.

Парогазовые установки с предварительной газификацией угля, в этом случае решаются вопросы экологии и повышения КПД угольных электростанций до 50%;

внедрение предвключенных газовых турбин, работающих на жидком или газообразном топливе, перед угольным котлом, что позволяет существенно повысить коэффициент полезного действия и значительно уменьшается удельная эмиссия CO₂.

Ввиду того, что основным оборудованием угольных электростанций в ближайшей перспективе останутся паросиловые блоки, то его замена должна сопровождаться поставкой более экономичного и экологически чистого оборудования. Это может быть достигнуто следующими мероприятиями, например:

- использованием специальных горелок;
- ступенчатая подача воздуха и топлива;
- подогрев угольной пыли перед сжиганием;
- подача пыли высокой концентрации;
- рециркуляция дымовых газов;
- некаталитическая и каталитическая очистка газов от оксидов азота;
- сухая и мокрая, известковые и другие очистки газов от диоксидов серы;

установка электрофильтров с более высоким КПД, новых типов "мокрых" золоуловителей - батарейных эмульгаторов, тканевых (рукавных) фильтров и т.д.

Повышение эффективности электростанций Западной и частично Южной зоны, работающих на газообразном и жидком топливе должно осуществляться за счет перевода их на работу в парогазовом цикле, с установкой бинарных ПГУ.

Повышение эффективности охлаждения циркуляционной воды, напрямую связанное с увеличением выработки электроэнергии, является важным фактором в повышении работы ТЭС. В связи с этим, модернизация и реконструкция башенных градирен должна осуществляться с применением наиболее эффективных конструкций и полимерных материалов в оросительных устройствах и водораспределительных системах (работы "КазНИИЭнергетики"), с устройством внутри градирен тепловлагозащитных экранов и более эффективных противообледенительных устройств.

В области электротехнического оборудования:

для обеспечения безопасности работ турбогенераторов и повышения их КПД целесообразно применение турбогенераторов с воздушным и водяным охлаждением;

для регулирования потоков реактивной мощности в энергосистеме необходима установка управляемых регулируемых реакторов, либо асинхронных турбогенераторов;

в целях повышения надежности передачи и распределения электрической энергии целесообразно внедрение на подстанциях вакуумных выключателей (в области средних напряжений до 35 кВ) и элегазовых выключателей (в области высоких напряжений 110 кВ и выше), отличающихся от воздушных и масляных более высокой коммутационной способностью, надежностью, долговечностью, малым весом, уменьшенными затратами на их эксплуатацию.

Автоматизация технологических процессов на электростанциях должна производиться как на вновь вводимых, так и на существующих объектах энергетики и осуществляться должна за счет создания:

АСУ ТП основного технологического оборудования, обеспечивающая диагностику состояния оборудования, накопление, обработку и хранение информации, связь с другими системами управления электростанции, а также обеспечивающую максимальный уровень автоматизации технологических процессов (пуск, регулирование нагрузки, останов оборудования и т.д.);

АСУ ТП электростанции, обеспечивающая единую систему контроля и управления процессами выработки энергии в масштабах всей электростанции, при этом данная система должна обеспечивать сбор, хранение и обработку информации, а также обеспечивать связь с вышестоящим уровнем управления в энергосистеме.

6. Охрана окружающей среды

В настоящее время острой экологической проблемой является загрязнение атмосферного воздуха, водных ресурсов, накопление опасных и токсичных отходов. Уровень загрязнения воздуха остается достаточно высоким, несмотря на сокращение производства. Участие энергопредприятий в загрязнении окружающей среды продуктами сгорания топлива, твердыми отходами значительно, и это, прежде всего, электростанции, работающие на твердом топливе и являющиеся одним из основных источников загрязнения воздуха, воды и почвы. Дальнейшее развитие ТЭК и ТЭС влечет за собой повышение антропогенной нагрузки со стороны его предприятий на окружающую среду.

Решение основных проблем в области экологии и охраны окружающей среды возможно путем совершенствования системы мониторинга загрязнений окружающей среды на предприятиях энергетики, модернизации существующих

станций, рационализации энергоиспользования (что может на 15-20% уменьшить вредные выбросы в атмосферу, предотвратить неоправданный рост спроса на энергоносители), использования возобновляемых энергоресурсов и нетрадиционных экологически чистых источников энергии (доля энергии солнца, ветра, термальных вод в общем энергопотреблении республики составляет около 0,02%), внедрения и совершенствования систем оборотного и замкнутого водоснабжения, создания экономического механизма природопользования, стимулирующего правильное размещение, складирование, захоронение и утилизацию отходов производства (жидких, газообразных, твердых), независимо от форм собственности предприятий.

При разработке технологических нормативов выбросов для вновь сооружаемых котельных агрегатов, и/или подлежащих глубокой модернизации на действующих ТЭС, необходимо основываться на мировом опыте технического нормирования, достигнутом уровне развития техники, экологических особенностях Казахстана, состоянии и перспективах становления экономики республики. Нормативы, помимо всего прочего, должны оказывать благоприятное воздействие на инвестиционный климат в Республике Казахстан.

Приоритетными направлениями по снижению выбросов парниковых газов в Казахстане в сфере производства и потребления электроэнергии являются:

- разработка механизма реализации политики энергосбережения;
- повышение эффективности использования энергии в промышленности и в коммунальном хозяйстве, совершенствование отопительной системы путем внедрения энергосберегающих и экологически чистых технологий;
- реконструкция и модернизация электростанций с применением современных энерготехнологий;
- увелечение доли природного газа в энергобалансе;
- вовлечение в энергобаланс возобновляемых бестопливных источников энергии.

Реализация мер защиты воздушного бассейна Казахстана от вредных выбросов энергопредприятий в ближайшей перспективе может осуществляться поэтапно, как - то :

- проведение анализа поступающих в атмосферу загрязнений, нормативов этих загрязнений с учетом региональных особенностей Казахстана;
- внедрение разработок, проверенных на практике и приводящих к заметному снижению выбросов (золоулавливающих установок с высокой степенью золоулавливания (более 99,5%), режимных азото-, серо-подавляющих технологий);
- разработка и опытно-промышленная проверка новых, экономически обоснованных способов и технологий газоочистки, а также перспективных,

экологически приемлемых способов и технологий сжигания топлива.

З а к л ю ч е н и е

Главная цель функционирования и развития электроэнергетического сектора - надежное и устойчивое обеспечение всех внутренних потребностей Республики Казахстан в электроэнергии по приемлемым ценам; на этой основе - обеспечение энергетической независимости и энергетической безопасности страны, надежной энергетической базы для устойчивого экономического роста.

Анализ существующего состояния электроэнергетики, тенденций перспективного развития электроэнергетики разных стран, прогнозная оценка перспектив развития топливно-энергетического комплекса Казахстана показывают, что приоритетными задачами, решение которых необходимо осуществлять в период до 2015 года, являются:

В отношении генерирующих мощностей -
восстановление выработки электроэнергии на действующих электростанциях путем их реабилитации и реконструкции, что является наиболее дешевым и быстрым решением;

поддержание мощностей электростанций на проектном уровне путем своевременного ввода оборудования новых поколений взамен подлежащих демонтажу из-за истечения нормативного срока службы;

ввод новых мощностей на действующих электростанциях, задел для которых осуществлен до 1998 г., и строительство новых газовых (в первую очередь электростанции в районе Актюбинска) и гидроэлектростанций (на Юге Республики) для удовлетворения внутренних потребностей, для улучшения структуры генерирующих мощностей, создания специальных пиковых и резервных мощностей;

более широкое вовлечение в баланс топлива электростанций природного газа, в том числе, попутного газа нефтяных месторождений;

освоение экономически конкурентоспособных возобновляемых энергоресурсов.

Динамика процесса будет определяться фактором спроса на электроэнергию и программами технического перевооружения собственников энергетических объектов, учитывающих экологические требования, действующие в Республике Казахстан. При разработке технологических нормативов для вновь сооружаемых котельных агрегатов, и/или подлежащих глубокой модернизации на действующих ТЭС, необходимо основываться на мировом опыте технического нормирования, достигнутом уровне развития техники, экологических особенностях Казахстана, состоянии и перспективах становления экономики

республики. Нормативы, помимо всего прочего, должны оказывать благоприятное воздействие на инвестиционный климат в Республике Казахстан.

В части электрических сетей:

первоочередное развитие национальных электрических сетей путем реконструкции и модернизации существующих (модернизация подстанций Национальной электрической сети, реконструкция высоковольтных линий электропередачи, создание информационной инфраструктуры, создание информационно-технической базы энергорынка Республики Казахстан), строительства новых линий электропередачи для улучшения структуры электроэнергетики и развития внутреннего и внешнего рынков (в первую очередь усиление передачи Север - Юг);

осуществление реконструкции и модернизации существующих распределительных сетей;

в целях сохранения и развития централизованной системы диспетчерского управления и создания единого информационного пространства требуется комплексная модернизация телекоммуникационной сети электроэнергетики, проводимая с учетом интересов всех субъектов электроэнергетики.

Целесообразно максимально сохранить комбинированную выработку электроэнергии и тепла на действующих ТЭЦ и ориентировать перспективное развитие теплоснабжения на внедрение этой технологии там, где это экономически будет оправдано, учитывая ее высокую энергоэффективность, энергосберегающий потенциал.

Компактные автоматизированные теплоисточники с К.П.Д. 90% найдут широкое применение вне зон теплофикации, где находится половина потребителей тепла.

Энергетика Казахстана нуждается в привлечении крупных инвестиций для замены устаревшего оборудования, модернизации и вводу новых мощностей.

Объекты энергетики являются основой любой инфраструктуры, наравне с транспортными артериями. Все объекты энергетики, включая магистральные линии электропередачи, должны стать приоритетными по привлечению прямых и портфельных инвестиций. Всем заинтересованным иностранным и местным инвесторам, решившим инвестировать свои средства в электроэнергетику, необходимо предоставить льготы и преференции в соответствии с законодательством, независимо от объема и форм собственности.

Энергетика во всем мире является фондообразующей отраслью. Однако в Казахстане, ввиду неразвитости фондового рынка и соответствующего законодательства, не создаются условия возникновения подобных фондов. С этой целью встает необходимость создания подобных фондов. В условиях некоторой пассивности энергопроизводящих организаций, инициативу по

созданию условий появления подобных фондов должно взять на себя Правительство Республики Казахстан.

Тарифная политика компании по транспортировке электроэнергии (компания КЕГОС) на ближайшую перспективу должна поддерживать местные генерирующие источники, осуществляющие комбинированную выработку электроэнергии и тепла для теплоснабжения.

Во всем мире возобновляемые энергоисточники являются неотъемлемой частью природоохранных мероприятий. Производство энергии на данных источниках относительно дорого по сравнению с традиционными источниками. Правительство должно внести в законодательство дополнение, освобождающее компании, занимающиеся установкой подобных энергоисточников, от таможенных пошлин за ввоз соответствующего оборудования; а также освобождение от НДС на электроэнергию компаний, владеющих данными энергоисточниками. Это будет своего рода плата за чистый воздух.

Тарифная и инвестиционная политика, таким образом, должны обеспечить своевременное решение приоритетных задач развития электроэнергетики. Решение их вкупе с реализацией преимуществ совместной работы в Единой энергетической системе Республики позволит обеспечить базу для устойчивого экономического роста страны.

Дальнейшее развитие отрасли определяется с созданием Единой Энергетической Системы страны путем строительства межсистемных линий электропередачи, соединяющих объединенную энергосистему Северной зоны Казахстана с Южной и с Западной зонами Республики;

со строительством крупных энергоисточников, обеспечивающих покрытие внутренних потребностей электроэнергии, и развитием экспортно-ориентированного направления отрасли;

с дальнейшим развитием рынка электроэнергии и реализацией энергосберегающей политики;

использовании возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Реализация программы должна осуществляться за счет средств собственников электроэнергетических объектов, за счет привлечения потенциальных инвесторов при поддержке государства, согласно их инвестиционным обязательствам.

Ориентировочный объем необходимых инвестиций для крупных электроэнергетических объектов, строительство которых предусмотрено данной программой, показан в приложении 7 и 11 и составляет примерно 12-13 млрд. долларов США.

Приложение 1А

Структура электропотребления по отраслям Республики Казахстан

(минимальный сценарий)

	1990г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
	отчет				перспе	
					ктива	

Электропотребление, всего 104,72 74,38 66,16 57,12 53 53,5

в том числе:

1. Промышленность	69,87	46,44	44,66	41,26	38	38,2
энергетика	15,47	16,86	17,26	15,78	13,7	13,7
топливная	4,92	3,88	4,13	3,87	3,6	3,6
черная металлургия	13,26	8,95	8,07	8,84	8,3	8,3
цветная металлургия	10,92	7,19	7,35	7,32	7,2	7,4
химическая	11,97	3,52	2,1	1,27	1,2	1,2
машиностроение	3,4	1,27	0,91	0,77	0,8	0,8
прочие отрасли промыш-ти	9,93	4,77	4,84	3,41	3,2	3,2
2. Сельское хозяйство						
(производство)	7,92	6,6	4,48	1,64	1,5	1,55
3. Строительство	2,25	1,4	0,9	0,31	0,3	0,35
4. Транспорт и связь	6,46	3,84	3,7	3,59	3,3	3,35
5. Сфера услуг	10,89	8	5,27	4,17	3,9	3,95
6. Население	7,33	8,1	7,15	6,15	6	6,1
городское	4,71	4,74	5,08	4,39	4,4	4,5
сельское	2,62	3,36	2,07	1,76	1,6	1,6

продолжение таблицы

	2000г.	2005г.	2010г.	2015г.	2030г.
--	--------	--------	--------	--------	--------

54 56,7 60,5 65 90

38,4 40 40,9 42,1 54,4

13,7 14 14 14,5 16,4

3,7 4,1 4,2 4,3 5,7

8,3 8,1 7,8 7,8 11,3

7,4 8,2 8,95 9,2 9,2

1,2 1,3 1,35 1,4 3,5

0,8 0,9 1,1 1,3 2,7

3,3 3,4 3,5 3,6 5,6
 1,65 1,8 2,55 3,35 6,8
 0,45 0,5 0,95 1,15 1,8
 3,4 3,7 3,8 4 5,4
 3,95 4,2 5,2 6,4 10,6
 6,15 6,5 7,1 8 8,11
 4,5 4,6 5,1 5,7 7,1
 1,65 1,9 2 2,3 3,9

Приложение 1 Б

Структура потребления электроэнергии по регионам Республики Казахстан (минимальный сценарий)

	1990г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
	отчет				перспе	
					ктивна	

Северный Казахстан

Электропотребление, всего 66,42 50,67 45,45 39,84 37 37,2

в том числе:

1. Промышленность	46,38	34,46	31,74	30,29	27,9	28
2. Сельское хозяйство(пр-во)	5,6	5,34	3,7	1,26	1,2	1,2
3. Строительство	1,32	0,78	0,6	0,16	0,15	0,15
4. Транспорт и связь	4,21	2,35	2,38	2,2	2,1	2,1
5. Сфера услуг	5,17	4,19	3,19	2,29	2,1	2,15
6. Население	3,74	3,55	3,84	3,64	3,55	3,6
в т.ч. - городское	2,44	1,98	2,73	2,77	2,7	2,8

Южный Казахстан

Электропотребление, всего 26,43 14,85 12,92 9,96 9,7 9,8

в том числе:

1. Промышленность	17,72	7,83	7,51	5,62	5,5	5,5
2. Сельское хозяйство(пр-во)	1,77	0,95	0,59	0,26	0,2	0,25
3. Строительство	0,37	0,33	0,15	0,1	0,1	0,15
4. Транспорт и связь	1,26	0,9	0,85	0,9	0,8	0,8
5. Сфера услуг	3,06	2,43	1,59	1,53	1,5	1,5
6. Население	2,25	2,41	2,23	1,55	1,6	1,6
в т.ч. - городское	1,38	1,57	1,66	1,12	1,2	1,2

0,9 1,0 1,0 1,2 1,5
0,5 0,5 0,6 0,8 0,9

Приложение 1 В

Структура потребления электроэнергии по регионам
Республики Казахстан (максимальный сценарий)

	1990г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
	отчет				перспе	
					ктива	

Северный Казахстан

Электропотребление, всего 66,42 50,67 45,45 39,84 37 37,2

в том числе:

1. Промышленность	46,38	34,46	31,74	30,29	27,9	28
2. Сельское хозяйство(пр-во)	5,6	5,34	3,7	1,26	1,2	1,2
3. Строительство	1,32	0,78	0,6	0,16	0,15	0,15
4. Транспорт и связь	4,21	2,35	2,38	2,2	2,1	2,1
5. Сфера услуг	5,17	4,19	3,19	2,29	2,1	2,15
6. Население	3,74	3,55	3,84	3,64	3,55	3,6
в т.ч. - городское	2,44	1,98	2,73	2,77	2,7	2,8

Южный Казахстан

Электропотребление, всего 26,43 14,85 12,92 9,96 9,7 9,8

в том числе:

1. Промышленность	17,72	7,83	7,51	5,62	5,5	5,5
2. Сельское хозяйство(пр-во)	1,77	0,95	0,59	0,26	0,2	0,25
3. Строительство	0,37	0,33	0,15	0,1	0,1	0,15
4. Транспорт и связь	1,26	0,9	0,85	0,9	0,8	0,8
5. Сфера услуг	3,06	2,43	1,59	1,53	1,5	1,5
6. Население	2,25	2,41	2,23	1,55	1,6	1,6
в т.ч. - городское	1,38	1,57	1,66	1,12	1,2	1,2

Западный Казахстан

Электропотребление, всего 11,87 8,86 7,79 7,32 6,3 6,5

в том числе:

1. Промышленность	5,77	4,15	5,41	5,35	4,6	4,7
2. Сельское хозяйство(пр-во)	0,55	0,31	0,19	0,12	0,1	0,1
3. Строительство	0,56	0,29	0,15	0,05	0,05	0,05
4. Транспорт и связь	0,99	0,59	0,47	0,49	0,4	0,45

5. Сфера услуг	2,66	1,38	0,49	0,35	0,3	0,3
6. Население	1,34	2,14	1,08	0,96	0,85	0,9
в т.ч. - городское	0,89	1,19	0,69	0,5	0,5	0,5

продолжение таблицы

	2000г.	2005г.	2010г.	2015г.	2030г.			
				37,5	40	48	56	80
	28,1	29,4	34,3	39,2	50,7			
	1,25	1,4	1,6	2,2	5,8			
	0,2	0,3	0,7	0,8	1,5			
	2,15	2,3	2,6	2,8	4,3			
	2,15	2,5	4,2	5,2	7,8			
	3,65	4,1	4,6	5,8	9,9			
	2,8	2,9	3,4	4,6	5,6			
	10	11	14	17,5	30			
	5,6	5,8	6,3	7,5	15,3			
	0,25	0,5	0,9	1,8	2,7			
	0,15	0,3	0,4	0,6	0,6			
	0,9	0,9	1	1,2	1,8			
	1,5	1,7	2,9	3,2	5,4			
	1,6	1,8	2,5	3,2	4,2			
	1,2	1,3	1,8	2,0	2,5			
				6,7	8	10	12,5	20
	4,8	5,4	5,9	6,8	9			
	0,15	0,25	0,4	0,6	1,1			
	0,1	0,15	0,4	0,5	0,7			
	0,45	0,55	0,6	0,7	1,5			
	0,3	0,55	1,0	1,9	4,8			
	0,9	1,1	1,7	2	2,9			
	0,5	0,6	1	1,2	1,8			

Приложение 1 Г

Структура электропотребления по отраслям Республики Казахстан
(максимальный сценарий)

	1990г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
	отчет				перспе	
					ктив	

Электропотребление, всего 104,72 74,38 66,16 57,12 52 53,5

в том числе:

1. Промышленность	69,87	46,44	44,66	41,26	38	38,2
энергетика	15,47	16,86	17,26	15,78	13,7	13,7
топливная	4,92	3,88	4,13	3,87	3,6	3,6
черная металлургия	13,26	8,95	8,07	8,84	8,3	8,3
цветная металлургия	10,92	7,19	7,35	7,32	7,2	7,4
химическая	11,97	3,52	2,1	1,27	1,2	1,2
машиностроение	3,4	1,27	0,91	0,77	0,8	0,8
прочие отрасли промыш-ти	9,93	4,77	4,84	3,41	3,2	3,2
2. Сельское хозяйство						
(производство)	7,92	6,6	4,48	1,64	1,5	1,55
3. Строительство	2,25	1,4	0,9	0,31	0,3	0,35
4. Транспорт и связь	6,46	3,84	3,7	3,59	3,3	3,35
5. Сфера услуг	10,89	8	5,27	4,17	3,9	3,95
6. Население	7,33	8,1	7,15	6,15	6	6,1
городское	4,71	4,74	5,08	4,39	4,4	4,5
сельское	2,62	3,36	2,07	1,76	1,6	1,6

продолжение таблицы

	2000г.	2005г.	2010г.	2015г.	2030г.
--	--------	--------	--------	--------	--------

54,2	59	72	86	130	
38,5	40,6	46,5	53,5	75	
13,7	14,2	14,5	16	19	
3,7	4,1	4,4	4,6	6,5	
8,3	8,1	7,8	7,8	13	
7,4	8,2	10	10,5	11,2	
1,2	1,3	2,4	3,4	8	
0,9	1,0	2,2	3,5	5,3	
3,3	3,7	4,2	5,5	12	
	1,65	2,15	2,9	4,6	9,6

0,45 0,75 1,5 1,9 2,8
 3,5 3,75 4,2 4,7 7,6
 3,95 4,75 8,1 10,3 18
 6,15 7 8,8 11 17
 4,5 4,8 6,2 7,8 9,9
 1,65 2,2 2,6 3,2 5,1

Приложение 2

Техническое перевооружение и модернизация энергетических мощностей Северного и Центрального регионов Республики Казахстан

№ п/п	Наименование	2000-2005		2006-2010	
		годы	годы	годы	годы
		№ МВт	№ тип	№ МВт	№ тип
1	2	3	4	5	6

1. Усть-Каменогорская ТЭЦ №4-3,5 №4 P-6 №10-50 №10 T-50
 №5-9 №5 P-6 №11-100 №11 T-100
 №6-8 №6 P-8
 №7-8 №7 P-8
 №8-25 №8 P-6
 №9-38 №9 P-38
2. Лениногорская ТЭЦ №1 ПТ-12 №3 ПТ-12
 №2 ПТ-12 №4-5 №4 P-5
3. Согринская ТЭЦ №1-25 №1 ПТ-30
 №2-25 №2 ПТ-30
4. Семипалатинская ТЭЦ-1
5. Карагандинская ГРЭС-2 №2-50 №3 T-115
 №3-100 №4 T-115
 №4-100 №5 T-115
 №5-100
6. Карагандинская ТЭЦ-1 №1-8 №1 P-12
 №2-6 №2 ПР-6
 №3-6 №3 ПР-6
 №4-6 №4 ПР-6
 №5-6 №5 ПР-6

7. Карагандинская ТЭЦ-2	№1-100	№1 T-115			
	№2-100	№2 T-115			
8. Карагандинская ТЭЦ-3					
9. Балхашская ТЭЦ	№3 T-25	№1-20	№1 T-25		
	№4 T-25	№2-20	№2 T-25		
	№6-25	№6 P-25			
10. Тентекская ТЭЦ					
11. Жезказганская ТЭЦ	№3 T-25	№4-25	№4 P-25		
	№5-42	№5 T-42			
12. Рудненская ТЭЦ		№1-42	№1 T-115		
	№2-50				
13. Павлодарская ТЭЦ-1	№2-60	№2 ПТ-65	№4-50	№4 P-50	
	№3-50	№3 P-50			
14. Павлодарская ТЭЦ-2		№1-25	№1 ПТ-30		
15. Павлодарская ТЭЦ-3	№2-60	№2 ПТ-60	№4-100	№1 ПТ-60	
	№3-50	№3 P-50	№5-100	№4 T-100	
16. Акмолинская ТЭЦ-1		№1-4			
	№2-4				
17. Петропавловская ТЭЦ-2	№1-42	№1 T-42		№4 T-115	
	№3-60	№3 ПТ-65			
	№4-33				
	№5-33				
18. Экибастузская ТЭЦ					
19. Аксуйская ГРЭС	№2-300	№1 K-300	№4-300	№4 K-300	
	№3-300	№2 K-300	№5-300	№5 K-300	
	№3 K-300	№6-300	№6 K-300		
20. Экибастузская ГРЭС-1					
21. Экибастузская ГРЭС-2					
21. Кустанайская ТЭЦ-1					
Всего	шт.	16	20	32	30
	МВт	1079,5	1403	2194	2350
Выработка,					
млрд.	кВт.ч.	5,4	7,0	11	11,7

№ п/п	Наименование	2011-2015		2016-2030	
		годы	годы	годы	годы
		Демонтаж	Замещение	Демонтаж	Замещение

	№ МВт	№ тип	№ МВт	№ тип
	7	8	9	10

1. Усть-Каменогорская ТЭЦ

2. Лениногорская ТЭЦ

3. Согринская ТЭЦ

4. Семипалатинская ТЭЦ-1 №1-12 №1 Р-12

№2-12 №2 Р-12

№3-6 №3 Т-6

5. Карагандинская ГРЭС-2 №6-86 №6 Т-115

№7-86 №7 Т-115

№8-86 №8 Т-115

6. Карагандинская ТЭЦ-1

7. Карагандинская ТЭЦ-2

№3-100 №3 Т-115

8. Карагандинская ТЭЦ-3

№1-100 №1 Т-115

№2-100 №2 Т-115

9. Балхашская ТЭЦ

№7-60 №7 ПТ-65

10.

Тентекская ТЭЦ

№1-6 №1 ПР-6

№2-6 №2 ПР-6

№3-6 №3 ПР-6

11. Жезказганская ТЭЦ

№6-50 №6 ПТ-65

№7-60 №7 ПТ-65

12. Рудненская ТЭЦ

№3-34 №3 Р-50

13. Павлодарская ТЭЦ-1

14. Павлодарская ТЭЦ-2 №2-25 №2 ПТ-30

№3-60 №3 Т-60

15. Павлодарская ТЭЦ-3

№5-110 №5 Т-115

16. Акмолинская ТЭЦ-1

№1 Р

-12

№2 Р-12

17. Петропавловская ТЭЦ-2

№6 Т-115

19. Аксуйская ГРЭС					
			№7 К-300	18. Экибастузская ТЭЦ	
		№8 К-300			
				20. Экибастузская ГРЭС-1	№1-500
№1 К-500	№2-500	№2 К-500			
			№3-500	№3 К-500	
			№4-500	№4 К-500	
			№5-500	№5 К-500	
			№6-500	№6 К-500	
			№5-500	№7 К-500	
			№6-500	№8 К-500	
21. Экибастузская ГРЭС-2			№1-500	№1 К-500	
			№2-500	№2 К-500	
21. Кустанайская ТЭЦ-1		№1-6	ПГУ-25		
		№2-6			
Всего	шт.	23	23	12	12
	МВт	1969	2107	4800	4800
Выработка,					
млрд.	кВт.ч.	9,8	10,5	24	29

Приложение 3

Ввод новых мощностей на электростанциях Северного и Центрального регионов Республики Казахстан

№	Наименование	2000-2005		2006-2010	
		годы	годы	годы	годы
п/п		млрд.	млрд.	млрд.	млрд.
		МВт	кВтч	МВт	кВтч
1	2	3	4	5	6
1.	Экибастузская ГРЭС-2			№3-225	2,9
2.	Акмолинская ТЭЦ-2			№4-185	1,0
3.	Усть-Каменогорская ТЭЦ			№12-80	0,4
4.	Карагандинская ТЭЦ-2			№5-185	1,0
5.	Карагандинская ТЭЦ-3			№5-110	0,6
6.	Семипалатинская ГЭС			78	0,4
	Всего			1163	6,3

продолжение таблицы

№	Наименование	2011-2015		2016-2030	
		годы		годы	
п/п		ввод	млрд.	ввод	млрд.
		МВт	кВтч	МВт	кВтч
		7	8	9	10
1.	Экибастузская ГРЭС-2	№4-525	3,2	№5,6-1050	6,3
2.	Акмолинская ТЭЦ-2			№5-185	1,1
3.	Усть-Каменогорская ТЭЦ				
4.	Карагандинская ТЭЦ-2				
5.	Карагандинская ТЭЦ-3	№6-140	0,8		
6.	Семипалатинская ГЭС				
	Всего	665	4,0	1235	7,4

Приложение 4

Техническое перевооружение и модернизация энергетических мощностей Южного региона Республики Казахстан

№	Наименование	2000-2005		2006-2010	
		годы		годы	
п/п		Демонтаж	Замещение	Демонтаж	Замещение
		№ МВт	№ МВт	№	№
1		2	3	4	5
1.	Алматинская ТЭЦ-1	№8-25	P-25	№ 9-60	ПТ-65
2.	Алматинская ТЭЦ-3			№ 1-41	T -115
				№ 2-41	
3.	Текелийская ТЭЦ-2			(№3)	ПТ-12
4.	Кызылординская ТЭЦ-6			(№1)	ПТ-12
				5. Кентауская ТЭЦ	№
4-ПР-5					
				№3-П-5	
				№6-Р-8	
6.	Шымкентская ТЭЦ-1			№2-12	ПГУ-25
				№3-6	

7. Шымкентская ТЭЦ-2				№4-6	
				№5-6	
8. Жамбыльская ТЭЦ-4					
9. Жамбыльская ГРЭС		№1-200	К-210	№3-200	К-210
		№2-200	К-210	№4-200	К-210
				№5-210	
Всего	шт.	3	3	13	7
	МВт	425	445	800	649
	млрд.кВтч.	1,7	2,2	3	3,2

продолжение таблицы

№	Наименование	2011-2015		2016-2030	
		годы		годы	
п/п					
		Демонтаж		Замещение	
		№ МВт	№ МВт	№ МВт	№ МВт
		6	7	8	9

1. Алматинская ТЭЦ-1	№10-60	ПТ-65		
2. Алматинская ТЭЦ-3	№ 3-41			
			3. Текелийская ТЭЦ-2	№ 2-12
			ПТ-12	
4. Кызылординская ТЭЦ-6	№ 2-12	ПТ-12		
			5. Кентауская ТЭЦ	
6. Шымкентская ТЭЦ-1	№4-6	ПГУ-25		
	№5-6			
7. Шымкентская ТЭЦ-2				
			8. Жамбыльская ТЭЦ-4	№1-30
			ПГУ-35	
	№2-30	ПГУ-35		
9. Жамбыльская ГРЭС	№6-210	К-210		
			9	7
	407	394		
	1,6	2		

Ввод новых мощностей в Южном регионе Республики Казахстан

		2000-2005				2006-2010				2011-2015				2016-2030				
		годы		годы		годы		годы		годы		годы		годы				
N п/п	Наименование	ввод		млрд		ввод		млрд		ввод		млрд		ввод		млрд		
		МВт	кВтч	МВт	кВтч	МВт	кВтч	МВт	кВтч	МВт	кВтч	МВт	кВтч	МВт	кВтч			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	1. Южно-Казахстанская ЭС																	2160 14
	2. Шымкентская ТЭЦ-3																	80 0,4
	3. Майнакская ГЭС																	150 0,4 150 0,5
	4. Кербулакская ГЭС																	50 0,3
	5. ГТУ, в том числе на месторождении Кумколь																	34 0,1 34 0,1
	6. Малые ГЭС																	150 0,5
	7. ВЭС, в том числе:																	
	Джунгарские ворота																	40 0,1 140 0,5 280 1,0
	Всего																	74 0,2 150 0,4 420 1,7 2624 15,6

Приложение 6

Прогнозируемые объемы выработки электроэнергии Северный и Центральный регионы

Наименование	Этапы (годы)							
	2000-2005		2006-2010		2011-2015		2016-2030	
	МВт	млрд	МВт	млрд	МВт	млрд	МВт	млрд
	кВтч	кВтч	кВтч	кВтч	кВтч	кВтч	кВтч	кВтч
Техническое перевооружение и модернизация энергетических мощностей	1403	7,0	2350	11,7	2107	10,5	4800	29
Ввод новых мощностей	-	-	1163	6,3	665	4,0	1235	7,4
Всего	1403	7,0	3513	18,0	2772	14,5	6035	36,4
Объем прогнозируемой выработки электроэнергии			41,9		49,8		60,1	82

Южный регион

Техническое перевооружение и

модернизация энергетических

мощностей 445 2,2 649 3,2 394 2,0 - -

Ввод новых мощностей 74 0,2 150 0,4 420 1,7 2624 15,6

Всего 74 2,4 799 3,6 814 3,7 2624 15,6

Объем прогнозируемой выработки

электроэнергии 9,1 12,2 13,4 28

Западный регион

Техническое перевооружение и

модернизация энергетических

мощностей 75 0,5 329 2,0 177 1,0 - -

Ввод новых мощностей 245 1,81 585 3,17 101 0,7 450 2,25

Всего 320 2,31 914 5,17 278 1,7 450 2,25

Объем прогнозируемой

выработки электроэнергии 8 10 12,5 20

В целом по Казахстану

Техническое перевооружение и

модернизация энергетических

мощностей 1923 9,7 3328 16,9 2678 13,5 4800 29,0

Ввод новых мощностей 319 2,0 1898 9,87 1186 6,4 4309 25,25

Всего 2242 11,7 5226 26,77 3864 19,9 9109 54,25

Объем прогнозируемой

выработки электроэнергии 59 72 86 130

Приложение 6А

Строительство газотурбинных

электрических станций

в Актюбинском энергоузле

!1999-2004!2005-2009!2010-2015!2016-2030

!годы !годы !годы !годы

№ ! Наименование !ввод!млрд!ввод!млрд!ввод!млрд!ввод!млрд
п/п! !МВт !кВтч!МВт !кВтч!МВт !кВтч!МВт !кВтч

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

1. Актюбинская ТЭЦ - -
Установка турбины 30 0,15 - - - - -
N4 т-30 замена турбины 8 - - - - -
N3-р на Р-8

2. ПГУ
АО "Актурбо" монтаж
котла-утилизатора 250 т/ч - 0,44 - - - - -

3. Строительство
ГТУ-4 48 0,12 - - - - -
АО
"Актюбмунайгаз"

4. Строительство
ГТУ-160 Ерем-Актобе - - 160 1,1 - - - -

5. Западно-Казахстанская
электрическая станция 450 2,25 450 2,25

6. Создание дополнительных
газотурбинных мощностей
на попутном газе
Жаназольского
месторождения при
увеличении добычи газа - - 34,0 0,22 51,0 0,35 - -

Всего 86,0 0,71 644,0 3,57 51 0,35 450 2,25

Приложение 6В

Строительство газотурбинных
электрических станций в Уральском энергоузле

!До 2000 года!2001-2005 годы!2006-2010 годы

№ Наименование ! ввод! млрд ! ввод ! млрд ! ввод ! млрд
 п/п! !МВт ! кВтч !МВт ! кВтч !МВт ! кВтч

 1! 2 ! 3! 4 ! 5! 6 ! 7 ! 8

1. Строительство ПГУ на
 Карачаганакском
 ГКМ (3xGT-35) 51 0,35 - - - -

 2. Строительство ПГУ на
 месторождении Степной
 леопард (3xGT-35) 51 0,35 - -

 3. Строительство ПГУ
 в Чапаево (3xGT-35) 34 0,25 - - - -

 5. Реконструкция
 газокompрессорных станций
 с заменой нагнетателей на
 эл.двигатели 24 0,15 - - - -

 6. Новый источник:
 - либо ГТУ в Карачаганаке 50 0,35 - - - -
 на модульных установках
 GT-10(24,6); 50 0,35 50 0,35
 - либо Уральская ТЭЦ-2
 (ПГУ)

 Всего 159 1,100 101 0,7 50 0,35

Приложение 6С
 Реконструкция и ввод на электростанциях
 Западного региона

 ! 2000-2005 годы ! 2006-2010 годы !

 № Наименование ! демонтаж ! замещение ! демонтаж ! замещение !
 п/п ! ! №-МВт ! МВт ! №-МВт ! МВт !

	!	!	!	!	!	!
	1	2	3	4	5	6
1. Актауская ТЭЦ-1	-	-	-	-	-	-
2. Актауская ТЭЦ-2	№ 4-100		Р-50			№ 11 Т-115
3. Атырауская ТЭЦ				№ 5-60		ПТ-62
4. Строительство ПГУ на Атырауской ТЭЦ						ГТУ-70
5. Уральская ТЭЦ Замена турбин			Р-25	№ 1-10		ПТ-12
6. Уральская ТЭЦ расширение						ГТУ-70
Всего штук	2	2	2	2	5	
МВт	150	75	70	70	329	
Выработка, млрд. кВт.ч	0,4	0,5	0,4	0,4	2,0	

Продолжение таблицы

2011-2015 годы !

_____!
 демонтаж ! замещение !
 №-МВт ! МВт !
 _____!
 7 8 !

_____!
 № 1-6 -
 № 2-6 -
 № 3-6 -
 № 4-25 -
 № 5-25 -

_____!
 № 6-50 P-50
 № 7-50 P-50

_____!
 № 6-60 ПТ-65

_____!
 № 3-8 ПТ-12

_____!
 9 4

_____!
 236 177

_____!
 1,3 1,0

П р и л о ж е н и е 7

Ориентировочный объем инвестиций в
 электросетевое строительство
 Млн.\$США

№ п/п!	Наименование объектов !	МВА/км !	1999- !	2006- !	2011- !
!	!	!	2005гг.!	2010гг.!	2015гг.!
	ВЛ 1150 кВ				
1	Экибастуз-Топар	357	100		

ПС 1150 кВ			
2	Топар	2(3*667)	100
3	Экибастузская (расширение)		50
ВЛ 500 кВ			
4	Топар-Агадырь (1-я цепь)	160	40
5	Агадырь-ЮК ГРЭС	390	90
6	Нура-Астана	200	50
7	Топар-Агадырь (2-я цепь)	160	40
8	Аксуйская ГРЭС-Шульба (вкл.220)	400	90
9	ЮК ГРЭС-Жамбыл	513	130
ПС 500 кВ			
10	Нура (расширение)	3*167	10
	Итого	230 60 410	

Приложение 8

Перечень и характеристика проектов для возможного строительства до 2030 года

№	Наименование	!N уст.	!N ник	Э. !	К. !	Проектная !	Сроки
!	проекта	! МВт	! МВт	! ГВтч	! Млн.\$! изученность	! строительства
!	!	!	!	!	!	!	!

Север (Восточно-Казахстанская область)

1	Контррегулятор Шульбинской ГЭС на р. Иртыш	78	=600	400	300	ТЭО	2006-2010
	(эффект на ШГЭС)						
2	Восстановление трубопровода Ульбинской ГЭС	27,6	-	114	15	ТЭР	2000-2005
3	Каскад ГЭС на р. Кальжир	112	70	560	250	Региональная схема	2011-2020
4	Печинская ГЭС на р. Бухтарме	200	200	800	320	Материалы	2021-2030
	Усть Язовая ГЭС	150	-	750	280	прежних лет	

на р. Бухтарме
Итого по Северу 567,6 870 2624 1165

—

Юг
(Алматинская, Жамбылская и Южно-Казахстанская области)

—

5	Кербулакская ГЭС на р. Или	49,5	300	277	90(пе-реоценка на Канч. ТЭО) ГЭС)	ТЭО	2000-2005
6	Майнакская ГЭС на р. Чарын	300	250	928	350	ТЭО	2000-2005
7	Кызылкунгейская ГЭС на р. Коксу	150	150	530	210	Региональная схема, предложение	2006-2010
8	Кызылбулакская ГЭС на р. Коксу	40	-	240	80	Региональная схема, предложение	2006-2010
9	Токтышак ГЭС-1 и ГЭС-2 на р. Коксу	19,5	-	118	37	Пред. ТЭО	2000-2005
10	Бодаревская ГЭС на р. Коксу	32	25	140	80	Материалы прежних лет	2011-2020
11	Джунгарская ГЭС на р. Тентек	68	68	210	140	-//-	2011-2020
12	Тунгурузская ГЭС на р. Тентек	32	-	115	110	-//-	2011-2020
13	Константиновская ГЭС на р. Тентек	100	80	340	220	-//-	2021-2030
14	Панфиловские ГЭС № 1-4 на р. Усек	25,6	-	131	53	ТЭР, ГЭС-1- Проект	2006-2010
15	Иссыкская ГЭС на р. Иссык	4,2	-	22	7	ТЭР	2000-2005
16	Меркенская ГЭС-3 на р. Мерке	4,8	-	28,8	8,5	Предложение	2000-2005
17	Восстановление	1,1	-	6,2	1,5	Предложение	2000-2005

Текеской ГЭС						
на р. Текес						
18	Бартогайская ГЭС	20	-	57	20	Материалы 2006-2010
	на р. Чилик					прежних лет
	(пристройка к					
	водохранилищу)					
19	Чиликские ГЭС	19,2	-	107	28	Предложение 2011-2020
	№ 19 и 20					
20	Черкасская ГЭС	8,8	-	44	15	Предложение 2011-2030
	на р. Лепсы					
21	2 ГЭС на	13,5	-	92	22	Предложения 2011-2020
	р. Агыныкатты					
22	ГЭС на р. Малая	6	-	30	9	Предложение 2000-2005
	Алматинка (Медео					
	и Просвещенец)					
	Итого по Югу	894,2		873	3416	1481
	Всего	1461,8		1743	6040	2646

Приложение 9

Список разрушенных малых ГЭС

№ п/п	ГЭС	Реки	Мощность	Расчет	Расчет	Реком.
			напор	расхода	очеред.	
		МВт	м.	воды	восста-	
				новлен.		

1.	Каракастекская	Каракастек	0,24	3,0	1,0	2
2.	Узун-Каргалинская	Узун-Каргалы	0,36	6,0	0,75	2
3.	Суконного комбината	-//-	0,75	20,0	1,0	1
4.	Чемолганская	Чемолган	0,16	20,0	1,0	3
5.	Каскеленская	Каскелен	0,14	18,0	1,0	3
6.	Аксайская-1	Аксай	0,20	25,0	1,0	2
7.	Аксайская-2	Аксай	0,75	120	0,8	2
8.	Иссыкская-1	Иссык	0,52	26,0	2,5	2
9.	Иссыкская-2	Иссык	0,52	20,0	2,0	

10. Гайратская	Чилик	0,6	18,0	4,0	2
11. Актогайская-1	Чарын	0,8	20,0	5,0	1
12. Актогайская-2	Чарын	1,0	22,0	5,5	1
13. Сартогайская	Чарын	0,8	20,0	5,0	1
14. Лаварская	Лавар	0,09	7,0	1,5	3
15. Аксуйская (Абакумовская)	Аксу	1,8	27,0	7,8	1
16. Панфиловская	Усек	1,0	25,0	5,0	1
17. Черкасская	Ленсы	0,13	8,0	2,0	3
18. Луговская	Родники	0,1	5,0	2,5	4
19. Арал-Тюбинская (Кокतालская)	Коктал	0,06	4,0	2,0	4
20. Саркандская	Сарканд	0,06	3,0	28,0	1

Приложение 10

Предварительная стоимость для
восстановления малых ГЭС

№ п/п	ГЭС	Реки	Мощность тыс.дол/МВт США	Стоим. за 1кВт !месяц	Удельн. затраты !тсльст.,	Сроки строи- тельст.,
1.	Суконного комбината	Узун-Каргалы	0,75	220,0	293	2
2.	Аксайская-2	Аксай	0,75	225,0	330,0	3
3.	Актогаская -2	Чарын	0,80	250,0	321,5	3
4.	Актогайская-2	Чарын	1,0	280,0	320,0	3
5.	Сартогайская	Чарын	0,80	270,0	375,0	3
6.	Аксуйская (Абакумовская)	Аксу	1,80	575,0	320,4	5
7.	Панфиловская	Усек	1,00	250,0	250,0	4
8.	Узун-Каргалинская	Узун-Каргалы	0,36	230,0	694,4	5
9.	Кара-Кастекская	Кара-Кастек	0,24	200,0	833,0	6
10.	Гайратовская	Чилик	0,6	200,0	500,0	6
Итого:			2700			

Ориентировочный объем инвестиций
для ввода новых генерирующих мощностей

1. Расширение Экибастузской ГРЭС-2:
ввод энергоблоков № 3 и 4 по 525 МВт - 610,0 млн.долларов США
ввод энергоблоков № 5 и 6 по 525 МВт - 950,0 млн.долларов США
 2. Южно-Казахстанская ТЭС:
вариант угольной ТЭС 4x320 МВт - 1600,0 млн.долларов США
 3. Реконструкция и модернизация электростанций:
период до 2005 года - 1816 МВт - 900,0 млн.долларов США
период до 2010 года - 4549 МВт - 2300,0 млн.долларов США
период до 2030 года - 4384 МВт - 2200,0 млн.долларов США
 4. Расширение Акмолинской ТЭЦ-2 - 185 МВт,
Карагандинской ТЭЦ-3 - 110-140 МВт,
Усть-Каменогорской ТЭЦ-80 МВт - 210,0 млн.долларов США
 5. Сооружение Майнакской ГЭС 300 МВт и
Кербулакской ГЭС - 50 МВт - 520,0 млн.долларов США
 6. Сооружение Семипалатинской ГЭС 78 МВт - 220,0 млн.долларов США
 7. Западно-Казахстанской ТЭС - 450 МВт - 400,0 млн.долларов США
 8. Создание ГТУ с утилизацией попутного
газа нефтедобычи общей мощностью 500 МВт - 450,0 млн.долларов США
 9. Сооружение малых ГЭС общей мощностью
600 МВт - 800-900 млн.долларов США
 10. Сооружение ВЭС общей мощностью
500 МВт - 500,0 млн.долларов США
 11. Расширение Алматинской ТЭЦ-2,
Атырауской ТЭЦ, Шымкентской ТЭЦ-2,
Жамбылской ТЭЦ-4, Актауской ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 - 400,0 млн.долларов США
- Всего 1206-12160 млн.долларов США