ЭК

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ СЕВЕРНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО КАЗАХСТАНА

Ш. Ч. ЧОКИН
Т. С. САРТАЕВ
А. Ф. ШКРЕТ

621.31(574)
Ч-75
Х.Р.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ

Для служебного пользования
Экз. № 411

Ш. Ч. ЧОКИН,
Т. С. САРТАЕВ,
А. Ф. ШКРЕТ

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ СЕВЕРНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО КАЗАХСТАНА

Издательство «НАУКА» Казахской ССР
АЛМА-АТА · 1988

ция,
зах-
ского
тни-
ики,
ono-
ной
ель-
ста
охо-
раз-
кже
ори-
цин-
руд-
ур-
ного
ские
нер-
ями
имы
ют-
рго-
ган-
их и
ние-
же
ряд
ской
ный
ство
ий и
эсо-

УДК 620.9:621.311

Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С., Шкрет А. Ф. Энергетика и электрификация Северного и Центрального Казахстана. — Алма-Ата: Наука, 1988. — 336 с.

Освещены топливно-энергетические, водные и водноэнергетические ресурсы, современное состояние и перспективы водного благоустройства и энергопотребления в регионе, уровни электрификации народного хозяйства и его отдельных отраслей. Рассмотрены современное состояние и перспективы развития электростанций, электрических сетей и систем региона, схемы топливоснабжения.

Материалы книги могут быть использованы при разработке и практическом решении вопросов развития энергетики и электрификации народного хозяйства региона как на современном этапе, так и на перспективу и представляют интерес для широкого круга специалистов-энергетиков.

Библиогр. 120 назв. Ил. 14. Табл. 149.

140293

Ответственный редактор

доктор экономических наук
В. А. ШЕЛЕСТ

Библиотека Павлодарского индустриального института
Читальный зал № 3

Шафик Чокинович Чокин,
Турыс Сарымсакович Сартаев, Александр Филиппович Шкрет

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ
СЕВЕРНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО КАЗАХСТАНА

Утверждено к печати Ученым советом Казахского научно-исследовательского института энергетики Министерства энергетики и электрификации СССР

Рецензенты: доктор технических наук *И. В. Бусалаев,* кандидат технических наук *Н. С. Куленов*

Зав. редакцией *Г. И. Патлина.* Редактор *И. Л. Федорова.*
Худ. редактор *Л. Г. Мироненко.* Техн. редактор *Л. Ю. Уляницкая.*
Корректор *З. А. Кинасова*

Сдано в набор 25.05.88. Подписано в печать 28.11.88.
Формат 60×90 1/16. Бум. тип. № 1. Литературная гарнитура. Высокая печать.
Усл. п. л. 21. Усл. кр.-отт. 21. Уч.-изд. л. 24,11. Тираж 600.
Заказ 163. Цена 5 р. 30 к.

Издательство «Наука» Казахской ССР
480100, Алма-Ата, Пушкина, 111/113
Типография издательства «Наука» Казахской ССР
480021, Алма-Ата, Шевченко, 28

©Издательство
«Наука»
Казахской ССР,
1988

ВВЕДЕНИЕ

В монографии рассматриваются энергетика и электрификация, а также водное благоустройство Северного и Центрального Казахстана как единого энергоэкономического и водохозяйственного региона. Это сделано по следующим соображениям. 1. Административные области, входящие в указанные части республики, находятся почти в одинаковых природно-климатических и экономико-географических условиях, обусловливающих в значительной мере общность и характеристику типов хозяйств, особенно в сельской местности. 2. В особенностях и взаимозависимости роста производительных сил как в промышленности, так и в сельскохозяйственном производстве много общего. 3. Индустриальное развитие (производство многих видов продукции), по существу, также объединяет Северный и Центральный Казахстан в единый территориальный комплекс. Так, поставщиками сырья для Карагандинского металлургического завода являются Кустанайские горнорудные комбинаты, для Павлодарского алюминиевого завода — Тургайский бокситовый рудник, для Балхашского медеплавильного завода — Джезказганский рудник и др. 4. Электроэнергетические системы «Павлодарэнерго», «Экибастузэнерго», «Карагандаэнерго», «Целинэнерго», «Кустанайэнерго» связаны мощными линиями электрических передач с напряжениями высокого класса, режимы их работы взаимообусловлены, и они централизованно регулируются сообразно требованиям каждого из отдельных крупных энергоемких предприятий. 5. Все области, за исключением Джезказганской, являются районами освоения крупных массивов целинных и залежных земель, возделываемых единым агротехническим приемом; большинство областей зоны пользуются одними и теми же водными источниками (так, р. Ишим обеспечивает водой ряд районов Целиноградской, Тургайской, Кустанайской, Кокчетавской и Северо-Казахстанской областей). 6. Основной и единственный водоисточник, обеспечивающий коренное водное благоустройство территории рассматриваемого региона,— р. Иртыш. 7. Северный и Центральный Казахстан условно имеет общие примечательные осо-

бенности: значительные минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы и массивы плодородных земель.

Все перечисленные, а также и ряд других факторов являются объективными предпосылками для рассмотрения указанных двух частей республики в качестве единого региона.

Общая территория зоны — 999,7 тыс. км^2, что составляет 36,8% всей площади республики. По состоянию на 1.01.86 г., здесь проживает 6,189 млн чел., т. е. 38,6% общей численности населения Казахстана.

В данной зоне выявлены богатейшие запасы железных руд (в Кустанайской и Карагандинской областях). На их базе созданы и успешно работают крупнейшие в стране горнорудные предприятия: Соколовско-Сарбайское, Лисаковское, Качарское, Атасуйское. Они обеспечивают сырьем заводы черной металлургии Урала и Караганды.

В регионе имеются огромные ресурсы медных и медно-молибденовых полиметаллических руд (Коунрадское, Саякское, Бощекульское месторождения, ценнейшее по запасам руды и содержанию в ней меди Джезказганское). На базе сырьевых ресурсов меди функционируют Балхашский и Джезказганский медеплавильные заводы, продукция которых в союзном балансе занимает значительный удельный вес.

Мощнейшим узлом тяжелой индустрии стал г. Павлодар. Здесь есть уникальные по мощности тракторный, алюминиевый, ферросплавный, нефтеперегонный, химический заводы и некоторые другие. Продукция их в общесоюзном балансе занимает заметное место. В данной зоне находятся все разрабатываемые и предполагаемые для разработки в обозримой перспективе источники твердого топлива. Разрабатываются крупнейшие угольные месторождения — Карагандинское и Экибастузское, а также несколько меньшие — Шубаркольское, Борлинское и Куу-Чекинское. В 1987 г. начато освоение Майкюбенского месторождения бурых углей. В данном регионе имеется крупный бассейн энергетических углей страны — Тургайский с геологическим запасом даже при современном очень слабом уровне изученности более 60 млрд т. В 1981 г. принято Постановление ЦК КПСС, Совета Министров СССР о начале освоения в XII пятилетке наиболее перспективных месторождений этого бассейна.

Угольная база региона позволила создать здесь крупнейшие энергетические мощности. Так, следует отметить не имеющий аналога в мировой практике Экибастузский топливно-энергетический комплекс суммарной электрической мощностью 16,0 млн кВт — 4 ГРЭС по 4 млн кВт. Крупные электрические и теплофикационные станции имеются в Караганде, Павлодаре и Петропавловске. Все другие областные центры и промышленные узлы располагают довольно мощными ТЭЦ и котельными.

В зоне есть крупные линии электрической передачи с напряжением 200, 500 кВ. Построена ЛЭП сверхвысокого напряжения —

1150 кВ переменного тока протяженностью около 2,0 тыс. км (Экибастуз—Урал, Экибастуз—Барнаул), строится еще более мощная ЛЭП Экибастуз — Центр (г. Тамбов) постоянного тока с напряжением 1500 кВ длиной 2415 км. Образована объединенная энергосистема зоны, мощность электростанций которой в 1990 г. составит более 12 млн кВт.

Таким образом, рассматриваемый регион является зоной крупномасштабного производства электрической и тепловой энергии, располагающей сетью ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения. В настоящее время здесь производится более 67% электроэнергии республики.

В регионе огромный фонд сельскохозяйственных угодий. По данным [105], общая площадь его равна 80 млн га, что составляет около 40% общереспубликанского земельного запаса.

С полным основанием можно считать, что единственный фактор, сдерживающий развитие производительных сил зоны,— крайняя недостаточность местных водных ресурсов. По этому показателю Центральный и Северный Казахстан среди других регионов республики занимает последнее место. Следовательно, водную проблему предстоит решить незамедлительно и кардинальным образом.

Все изложенное выше позволяет утверждать, что в Северном и Центральном Казахстане имеются все объективные предпосылки для дальнейшего крупномасштабного развития отраслей тяжелой индустрии, в частности электроэнергетики — основы ускорения технического прогресса и повышения производительности труда в отраслях народного хозяйства, а также улучшения социальной сферы. В этой связи представляет большой практический интерес раскрытие и обоснование рациональных путей развития энергетики и электрификации, а также водного благоустройства региона. Этому вопросу посвящена настоящая монография.

В той мере, в какой это удается при современном уровне познания объективных предпосылок для прогноза экономического и социального развития региона, в монографии освещены следующие вопросы:

— современное состояние и перспективы развития народного хозяйства, объемы потребления отдельных видов энергоносителей на различных этапах роста производительных сил;

— энергетические и водные ресурсы и перспективы их использования;

— современное состояние и перспективы развития энергогенерирующих мощностей, схем топливоснабжения ТЭС и других отраслей, формирования электроэнергетической системы, а также энергоснабжения и электрификация отраслей народного хозяйства;

— состояние и пути решения проблем водного благоустройства.

Книга, как и предыдущие тома,— результат коллективного творчества. Ш. Ч. Чокиным написаны введение, разделы 1.2, 2.3, главы 4, 5, ему же принадлежит руководство подготовкой книги к печати и научное редактирование; Т. С. Сартаевым напи-

саны разделы 1.1, 2.1, 2.2, 2.3, 5.5, А. Ф. Шкретом — 2.4, главы 3, 5 (5.1—5.4).

Раздел 2.3 создан при участии Р. Х. Сюндюкова (сельское хозяйство и комбыт села) и Н. С. Куленова (коммунально-бытовое хозяйство городов), раздел 1.4 написан З. Б. Янтижановым, совместно с Р. М. Бекметьевым написан раздел 1.3.

В сборе и обработке некоторых исходных данных и подготовке рукописи к печати оказали помощь Н. П. Пушкина, А. К. Ибатбекова, Г. Б. Ботабаева, В. П. Павленко, К. Я. Мансуров, С. О. Конырбаева, Н. Г. Гордиенко, Л. М. Яковлева.

Всем вышеуказанным сотрудникам авторы приносят большую благодарность.

Глава 1

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

1.1. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Северный и Центральный Казахстан располагает минимумом водноэнергетических ресурсов, на его долю приходится всего около 3 млрд кВт·ч, или 1,7% гидроэнергетических ресурсов республики. Здесь пока не обнаружены запасы нефти и природного газа. Почти все классические ресурсы падают на долю угля (порядка 95%). Добываемые карагандинские, экибастузские, борлинские и куучекинские угли поставляются также потребителям страны. Перспективы этого региона по угледобыче очень велики. Общий объем добычи угля в перспективе возможно довести до 400 млн т в год, т. е. увеличить по сравнению с 1987 г. более чем в 3 раза. Такой рост обеспечивает дешевый карьерный способ разработки месторождения.

Ниже дается краткая характеристика крупных угольных месторождений и перспектива их развития.

Карагандинский угольный бассейн находится в Карагандинской области, вытянут в широтном направлении и занимает площадь 3600 км². На его территории расположены областной центр — г. Караганда, города Сарань, Шахтинск и Абай. Через бассейн проходит железнодорожная линия Агадырь — Целиноград. Согласно принятому геолого-промышленному районированию, бассейн делится на 4 угленосных района: Тентекский, Чурубайнуринский, Карагандинский и Верхнесокурский. В первых трех угли каменные, а в последнем — бурые.

Добыча угля в бассейне была начата русскими промышленниками в 1856 г. на промышленном участке. С 1856 по 1922 г. было добыто всего лишь 1,2 млн т угля. Планомерное развитие бассейна началось с 1931 г., когда было принято специальное постановление правительства, определившее важность бассейна для народного хозяйства и необходимость добычи здесь угля в больших масштабах [1]. В свете реализации этого постановления в 1931—1936 гг. на Промышленном участке бассейна (наиболее разведанном в то время) на выходах пластов было заложено 16 эксплуатационно-разведочных шахт, строительство которых велось без детально

проработанных проектов. Шахтные поля их имели небольшие размеры и ограниченные запасы угля. Ввиду этого срок службы шахт не превышал 10—15 лет, чему и соответствовало их весьма несовершенное и непроизводительное оборудование [109]. Эти шахты позволили в 1935 г. увеличить объем добычи угля по бассейну в 8,6 раза по сравнению с 1931 г.

В 1937—1941 гг. проводилась значительная работа по детальной разведке Промышленного и Майкудукского угольных участков. Это позволило приступить к строительству шахт большой мощности и с более производительными для того времени подъемными установками и поверхностными комплексами. Все это привело к увеличению объема добычи угля по бассейну в 1940 г. по сравнению с 1935 г. в 2,6 раза.

В годы Великой Отечественной войны из-за временной потери Донбасса необходимо было в кратчайший срок значительно увеличить объем добычи карагандинского угля при минимальных капитальных вложениях. Единственно возможным решением поставленной задачи было строительство мелких шахт на выходах пластов. Шахты, построенные в этот период, имели незначительную производственную мощность, упрощенный поверхностный комплекс и неудовлетворительный технико-экономический показатель, после окончания войны они потеряли свое значение. Ввиду этого часть их была законсервирована, а некоторые объединены с другими более мощными шахтами.

После войны и до настоящего времени строились и вводятся в эксплуатацию высокопроизводительные шахты с современными технологическими комплексами на поверхности, реконструируются многие действующие угольные предприятия. Объем добычи карагандинского угля увеличился в 1950 г. в 1,9 раза, в 1960 г. в 3,9, в 1970 г. в 5,2, в 1985 г. в 6,7 раза по сравнению с 1940 г.

Общие геологические запасы угля бассейна до глубины 1800 м, по данным [1], составляют 51,3 млрд т. При этом от общих запасов углей в Тентекском районе находится 10,7 млрд т, Чурубайнуринском — 17,6, Карагандинском — 19,5, Верхнесокурском—3,5 млрд т.

Из четырех геолого-промышленных районов бассейна наибольшими балансовыми запасами углей располагают Карагандинский — 7,1 млрд т (44,9%), Чурубайнуринский — 5,2 (33%), Тентекский — 2,9 (18,3%) и Верхнесокурский — 0,6 млрд т (3,8%).

Из балансовых углей 7,0 млрд т, или 44%, пригодны для коксования.

В 1981 г. Центрально-Казахстанское производственное геологическое объединение произвело количественную оценку ресурсов ископаемых углей в целях уточнения как разведанных, так и прогнозных запасов исходя из современных требований [3]. По данным этой работы, по состоянию на 1.01.79 г. общие запасы углей Карагандинского бассейна до глубины 1800 м оцениваются в 45,3 млрд т, в том числе разведанные и учтенные балансом ВГФ СССР — 11,9 млрд т, из них балансовые — 8,9 млрд т. Запасы коксующихся

углей составляют 11,8 млрд т, в том числе разведанные и учтенные балансом ВГФ СССР — 5,2 млрд т.

Промышленная угленосность бассейна связана с ашлярикской, карагандинской, долинской и тентекской свитами. Из них наиболее угленосными являются карагандинская и долинская свиты, а также низы тентекской. Угленосность ашлярикской свиты изучена слабо [3]. Эти свиты содержат до 80 пластов и пропластков, из них 65 пластов имеют рабочую (кондиционную) мощность. Половина пластов (33 из 65) относится к тонким мощностью 0,6—1,3 м, до 29 пластов имеют мощность 1,3—3,5 м и лишь 3 пласта (K_{10}, K_{12}, $Д_6$) достигают мощности более 3,5 м [3].

В бассейне в настоящее время разрабатываются 28 угольных пластов, среди них мощные составляют 18%, средней мощности — 43 и тонкие — 39% [107]. Добыча карагандинских каменных углей по горнотехническим и технико-экономическим условиям целесообразна только подземным способом. Для открытых работ пригоден лишь Верхнесокурский буроугольный район. На 1.01.86 г. в Карагандинском, Чурубайнуринском и Тентекском районах бассейна действовало 29 шахт, добыча угля здесь в 1985 г. составила 42 млн т, из них 31 млн т — коксующегося.

Качество углей изменяется в широких пределах. Зольность угольной массы снижается вверх по разрезу от 25—40% в пластах ашлярикской свиты до 15—25% в пластах долинской и низах тентекской свит. В средней и верхней частях тентекской свиты зольность углей увеличивается до 25—35%. В пластах карагандинской свиты она колеблется от 10 до 35%. Влажность его составляет 3,5—6,5%, сернистость — 1,0—3,0%, выход летучих — 15—40%, теплота сгорания — 5000—6800 ккал/кг.

Бурые угли Верхнесокурского района характеризуются следующими качественными характеристиками: влажность — 17,0%, зольность — 23—27%, содержание серы — 0,5—0,8%, низшая теплота сгорания рабочего топлива — 4250 ккал/кг.

Как отмечено выше, в настоящее время на бассейне добывается только каменный уголь и зольность добытого угля в среднем в 1985 г. составила 31,1% [108]. Марочный состав углей бассейна разнообразен. Здесь встречается широкая гамма углей — от газовых до отощенных спекающихся. Угли долинской и тентекской свит относятся к маркам ГЖ, Ж, КЖ, карагандинской и ашлярикской — К, $К_2$ и ОС.

Карагандинский бассейн характеризуется довольно сложными горно-геологическими условиями эксплуатации. Определяются они главным образом обводненностью и газоносностью угольных пластов. Водопритоки в горные выработки в Карагандинском районе составляют 3—12 $м^3$/ч, увеличиваясь в Чурубайнуринском и Тентекском до 25—60. Бассейн является одним из газообильных в стране. Подавляющее число шахт — сверхкатегорные. Наибольшей газоносностью обладают пласты карагандинской и ашлярикской свит [107].

Для повышения качества, получения коксового и энергетического концентрата, значительное количество карагандинского угля перерабатывается. В 1985 г. на обогатительных фабриках объединения «Карагандауголь» переработано 24,38 млн т угля, в том числе для получения коксового концентрата — 17,3. Более 14 млн т коксующегося угля поставлено потребителям (Карагандинскому, Орско-Халиловскому и другим металлургическим комбинатам) в рядовом виде для переработки на месте. При переработке карагандинского угля выход коксового и энергетического концентрата составит 55—58%, промпродукта и шлама — 14—15, отсева — 10—13, отхода — 17% [4].

Карагандинский бассейн — единственный поставщик коксующихся углей для черной металлургии Казахстана, в значительной мере для Южного Урала, а также других отраслей. Угольные шахты Карагандинского бассейна с общей производственной мощностью более 46 млн т обеспечены промышленными запасами угля на 30 лет [108]. В то же время обеспеченность запасами действующих шахт — Северной, Карагандинской, Майкудукской, Кировской, Долинской, Стахановской — общей мощностью 8 млн т угля в год составляет 7—14 лет (в среднем 12). Выбывшие до 2000 г. мощности шахт в объеме 8 млн т угля в год могут быть компенсированы за счет строительства двух новых шахт на подготовленных участках мощностью 8,8 млн т и реконструкции действующих шахт на общую мощность 2,7 млн т [108].

Верхнесокурский район бассейна представляет определенный интерес для организации добычи угля открытым способом. Здесь перспективно Верхнесокурское месторождение, которое находится в 50 км восточнее Караганды.

На месторождении выделено 5 разведочных участков: Кумыскудукский, Кузнецкий, Центральный, Южный и Западный. Из них детально разведан только Кумыскудукский. По проработкам Карагандагипрошахта, на Кумыскудукском и Кузнецком участках можно заложить 2 разреза мощностью соответственно 6 и 5 млн т в год с коэффициентом вскрыши 6—8 $м^3/т$.

Куу-Чекинское месторождение находится в Молодежном районе Карагандинской области, в 55 км к северо-востоку от Караганды. Железнодорожная линия Караганда — Целиноград проходит в 23 км юго-западнее месторождения, и оно связано с ней веткой железной дороги. Геологическое строение месторождения сложное. Для открытых разработок доступны верхние пласты $К_{10}$, $К_{12}$ и $К_{13}$.

Угли относятся к марке $К_2$ и имеют следующие качественные характеристики: влажность — 6—7%, зольность — 40—45%, содержание серы — до 0,8%, выход летучих — 25%, теплота сгорания — 4000—4250 ккал/кг.

На этом источнике в настоящее время действует карьер, где добывается около 3 млн т угля в год.

Ввод в эксплуатацию Куу-Чекинского разреза осуществляется

очередями, первая очередь была введена в 1967 г., последняя — в 1972 г.

Борлинское месторождение расположено в Молодежном районе Карагандинской области, в 16 км от районного центра — пос. Молодежный, вблизи шоссе Караганда — Экибастуз и канала Иртыш — Караганда. На нем залегают 3 угольных горизонта сложного строения, основные запасы угля заключены в двух нижних. Балансовые запасы угля по месторождению составляют 314 млн т.

По данным Карагандагипрошахта, на месторождении можно создать карьер мощностью 10 млн т в год. При этом в первые годы эксплуатации разреза будут обрабатываться запасы угля только нижнего горизонта со средней зольностью 41,7%, а в последующие годы — запасы среднего горизонта со средней зольностью 42,1%.

Угли месторождения малосернистые (0,44÷0,014%), влажность их колеблется от 2 до 8,44% при среднем значении 4,51%. По данным Карагандагипрошахта [2], борлинский уголь можно обогащать в тяжелых средах. Ожидаемый баланс продуктов обогащения борлинских углей составляет:

Продукты обогащения	Выход, тыс. т в год	%	Зольность, %	Влажность, %	Калорийность на рабочее топливо, ккал/кг
Концентрат	3520	35,2	35,41	7,0	4011
Отсев и шлам	4124	41,24	40,6	8,6	3596
Итого товарной продукции	7644	76,44	38,2	—	—
Порода	2356	23,56	66,05	7,0	1550
Всего	10000	100,0	44,76	7,2	3260

Экибастузское месторождение расположено в Павлодарской области, в 130 км к юго-западу от областного центра — г. Павлодара. В непосредственной близости проходит железнодорожная магистраль Павлодар — Целиноград и в 12 км севернее — канал Иртыш — Караганда.

Месторождение открыто в XIX веке. С 1898 по 1903 г. Воскресенское горнопромышленное общество эксплуатировало его двумя разносами и двумя шахтами. Разработки велись на небольших глубинах в зоне выветривания, поэтому добываемый качественный уголь не находил широкого сбыта и Воскресенское общество обанкротилось. За годы его деятельности было добыто всего 160 тыс. т угля, который по узкоколейной железной дороге вывозился к г. Иртыш и далее водным путем — в г. Омск.

С 1914 по 1918 г. месторождение разрабатывалось английской компанией группы Уркварта, за этот период было добыто всего 183 тыс. т угля. С 1918 по 1925 г. на Экибастузе было добыто 246 тыс. т угля. К 1925 г. резко сократилась сфера влияния экибастузских углей, главным образом в связи с освоением Кузнецкого

каменноугольного бассейна, в том же году шахты здесь были закрыты.

Месторождение отличается высокой степенью разведанности. Общие геологические запасы углей составляют 9,7 млрд т, из них балансовые на 1.01.85 г. по категории $A+B+C_1$ — 7,7 млрд т. Угленосная толща содержит 6 угольных пластов. Пласты 1—3 являются основными, определяющими перспективы всего месторождения, их можно разрабатывать открытым способом. Они настолько сближены, что, по существу, должны рассматриваться как один пласт сложного строения. Расстояние между пластами 1 и 2 — от 1 до 6 м, а между 2 и 3 — от 1 до 4 м.

Пласт 1 является верхним рабочим пластом месторождения. Рабочая его мощность колеблется от 20,1 до 25,3 м, средняя составляет 22,6 м. В верхней части пласта выделена пачка 1а мощностью 1,2—2,0 м, включая 2—4 тонких (1—2 см) прослоя породы. Около 60—80% ее мощности составляют блестящие и полублестящие угли с коксующими свойствами. Строение пласта односложное. Он состоит из 30—50 угольных пачек мощностью 0,1 до 1,0 м, разделенных 30—45 породными прослоями толщиной от 1 до 5 см. На долю пород, заключенных в пласте, в среднем приходится 14,2%.

Пласт 2 рабочей мощностью от 32,1 до 42,9 м, в среднем 38,3 м, наименее засорен породными прослоями. Он имеет 50—80 прослоек породы толщиной от 1 до 5 см. Более мощные прослойки встречаются редко. В разрезе пласта породы составляют 10,4%. Пласт выдержанный.

Пласт 3 — самый мощный из рабочих пластов месторождения. Рабочая его толща колеблется от 65,4 до 85,8 м, в среднем 76,1 м. Пласт имеет очень сложное строение. Он включает 140—160 прослоев пород толщиной 1—5 см, реже 10—15 см. На долю пород, заключенных в рабочей части пласта, в среднем по бассейну приходится 46% его мощности.

Промежуток между угольными пластами 3 и 4 колеблется от 0 до 110 м, что связано с явлениями расщепления.

Пласт 4 средней мощностью 14,1 м распространен повсеместно. Наибольшую толщину он имеет в северо-западной и юго-восточной частях, наименьшую — в западной. Для рабочей части пласта характерно частое чередование угольных пачек (5—25 см) с тонкими (1—5 см) прослоями песчано-глинистых пород. Количество прослоев пород в пласте достигает 50—80. Засоренность пласта породой колеблется от 15 до 21%. Промежуток между угольными пластами 4 и 5 составляет от 220 до 270 м, между пластами 5 и 6 — от 30 до 50 м.

Пласты 5 и 6 изучены недостоверно. Они имеют сложное строение и представлены преимущественно высокозольными углями. Пласты состоят из 11—15 угольных пачек (0,15—1,23 м), разделенных породными прослоями мощностью от 1 до 23 см.

По современным оценкам, угли пластов 4, 5 и 6 промышленного интереса не представляют.

Качество экибастузского угля характеризуется следующими показателями. Угли всех пластов имеют очень высокую зольность, исключение составляет пачка 1а, приуроченная к верхней части пласта 1, зольность колеблется в пределах 15—20%. Общей закономерностью для бассейна является увеличение зольности углей вниз по разрезу, доходящей до 50% и более. Содержание серы в углях колеблется от 0,4 до 1%, органическая сера составляет 60% от общего количества, пиритная — 36%, что характерно для малосернистых углей. Выход летучих веществ на горючую массу колеблется в пределах 27—34% по углям основных пластов бассейна. Низшая теплота сгорания рабочего топлива в зависимости от содержания золы в угле колеблется от 3000 до 5850 ккал/кг.

Угли здесь, за исключением пачки 1а, пригодны для газификации. С 1946 по 1952 г. в бассейне работала газогенераторная установка, обеспечивавшая высококалорийным газообразным топливом Экибастузский стекольный завод. Обогащать экибастузские угли очень трудно. Они используются в основном как энергетическое топливо для тепловых электростанций.

Промышленное освоение Экибастузского месторождения начато в 1955 г. вводом в эксплуатацию карьера 1 мощностью 3 млн т в год. Проектная мощность его была освоена в течение двух лет [5]. В 1959 г. был сдан в эксплуатацию угольный карьер 2 с проектной мощностью 3 млн т в год.

В 1962 г. началось строительство разреза № 3 мощностью 3 млн т в год. На площадях перечисленных разрезов (после реконструкции угледобывающих предприятий) начали давать продукцию разрезы Центральный (проектной мощностью 10,5 млн т в год) и Западный (годовой производительностью 11 млн т).

В конце 1970 г. в южной части месторождения начата эксплуатация разреза Богатырь.

В марте 1977 г. принято специальное Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР о форсированной разработке месторождения и доведении его производительности до 150 млн т в год [6].

На 1.01.85 г. общая производственная мощность карьеров Экибастуза составила 89 млн т, в том числе разреза Богатырь — 52, Северный — 22 и Восточный — 15. Суммарная производственная мощность Экибастуза к концу XX в. достигнет 120—125 млн т, в том числе разреза Богатырь — 60 млн т, Северный — 35 и Восточный — 30.

До 1983 г. добыча угля на Экибастузе производилась селективным способом, эксплуатационные потери горючей массы составили от 10 до 17%. В связи с этим научно-исследовательские и проектные институты считали целесообразным производить добычу экибастузского угля третьего пласта валовым способом. Однако переход на валовую выемку приводит к росту зольности добываемого угля.

Постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 24 марта 1977 г. № 243 «О создании Экибастузского топливно-

энергетического комплекса и строительстве линии электропередачи постоянного тока напряжением 1500 киловольт Экибастуз—Центр» был предусмотрен переход с 1983 г. на валовую выемку угля с последующим его усреднением.

В настоящее время качество экибастузского угля нормируется ГОСТом 8779-79, которым предусмотрена добыча и отгрузка угля двумя группами. Угли первой группы должны иметь среднюю низшую теплоту сгорания 4150 ккал/кг, что соответствует зольности 40,3%. Предельная низшая теплота сгорания должна быть не менее 3850 ккал/кг при зольности не более 43%. Эти показатели для углей второй группы равны соответственно 3450 ккал/кг, 48,0% и 3000 ккал/кг, 53%.

Фактическая средняя зольность за 1985 г. составила 41,1%, в том числе угля первой группы — 40,1%, второй — 48,0%.

Для обеспечения стабильного качества отгружаемого экибастузского угля по группам зольности при валовой выемке на всех разрезах ЭТЭКа предусматривается строительство усреднительно-погрузочных комплексов (УПК).

На разрезе Восточный в 1988 г. запланирован ввод в эксплуатацию на полную мощность (30 млн т) УПК с четырьмя складами, 2 из которых уже находятся в эксплуатации с января 1986 г. На разрезе Богатырь намечается построить 2 УПК мощностью по 30 млн т. Однако осуществить это удается лишь при коренной реконструкции разреза с переходом на конвейерную выдачу угля [7]. На разрезе Северный предусматривается построить один УПК мощностью 30 млн т, для чего также необходим переход на конвейерную выдачу угля.

Майкюбенский буроугольный бассейн расположен в 160 км юго-западнее Павлодара, в 65 км южнее Экибастуза, с которым он связан грунтовой дорогой. Первые сведения о бурых углях Майкюбенского бассейна относятся к первой половине XIX в., когда началась их добыча небольшими шахтами на месторождении Тамды. В 1942 г. комбинатом «Майкаинзолото» заложен карьер небольшой производственной мощности, который работает до сих пор.

В пределах бассейна выделяется 5 месторождений: Сарыкольское в центральной части, Шоптыкольское и Талдыкольское ближе к северному борту, Таскудукское в юго-восточной и Тамдынское в юго-западной части. В трех наиболее крупных из них — Шоптыкольском, Сарыкольском и Талдыкольском — сосредоточены все балансовые запасы угля высоких категорий и 88% всех учтенных запасов. Таскудукское и Тамдынское месторождения изучены очень слабо, проведена лишь поисковая разведка, и установлены балансовые запасы по категории C_2 в небольших размерах (38 млн т).

Общие геологические запасы угля по бассейну оцениваются в 5,7 млрд т (табл. 1).

Балансовые запасы (млн т) в разрезе месторождений представлены ниже:

Месторождение	$A+B+C_1$	C_2	Всего
Шоптыкольское	1360,4	—	1360,4
Сарыкольское	293,6	—	293,6
Талдыкольское	112,8	—	112,8
Таскудукское	—	38,2	38,2
Всего	1766,8	38,2	1805,0

Все эти категории ресурсов угля бассейна пригодны для открытых разработок.

В наиболее благоприятных для карьерной разработки условиях находятся Шоптыкольское и Сарыкольское месторождения.

Уголь Майкюбенского бассейна имеет следующие качественные характеристики: влажность — от 13 до 22%, в среднем 18,5%, зольность в естественном состоянии изменяется по пластам от 14 до

Таблица 1. **Характеристика запасов Майкюбенского бассейна**, млн. т

Группа запасов	Запасы			Всего
	действительные	вероятные	возможные	
Утвержденные ГКЗ и учтенные балансом ВГФ	3154	494	—	3648
В т. ч. балансовые	1767	38		1805
забалансовые	1387	456		1843
Из них				
По горнотехническим условиям	883	456		1339
По мощности и зольности	504	—	—	504
Прогнозные	—	748	1324	2072
Всего	3154	1242	1324	5720

24%, для балансовых углей бассейна в среднем 19%. В связи со сложным строением пластов уголь сильно засорен породными прослоями (от 7 до 17%), поэтому зольность рядового угля по отдельным пластам увеличивается на 4—14% и в среднем по бассейну составляет 26,6%.

Угли малосернистые. Содержание серы, в основном органической, колеблется в среднем по пластам от 0,5 до 0,77%. Выход летучих веществ на горючую массу — от 40 до 44%. Теплота сгорания рабочего топлива в зависимости от зольности колеблется от 4410 при A^c 20% до 3400 ккал/кг при A^c 35—40%. Угли бассейна крепкие, выход крупных классов находится в пределах 57—75%, пыли — 7%.

Исследования, проведенные различными организациями, показали, что обогатимость майкюбенского угля зависит от его исходной зольности. Так, выход концентрата с удельным весом менее 1,4 при обогащении углей с содержанием золы 13—16% состав-

ляет 73—75%, а при A^c 21—23% снижается до 62—63%. Примерно такая же закономерность отмечается при анализе выхода концентрата с удельным весом 1,8. При этом зольность концентрата колеблется от 6 до 20%.

Брикетируемость углей исследована Московским горным институтом. Установлено, что в связи с повышенной твердостью, упругостью и пониженной пластичностью углей при брикетировании их для получения прочных и водоустойчивых брикетов необходимы измельчение угля до 0,5 мм, нагрев его до 300—320°С и прессование под давлением 2000 кг/см². Прочные и влагоустойчивые брикеты получаются также с присадкой 7—8% нефтяного битума.

Угли Майкюбенского бассейна обладают механической прочностью, что определяет их удовлетворительную атмосфероустойчивость. Согласно опытам, проведенным Всесоюзным научно-исследовательским геологическим институтом, хранение угля в течение пяти месяцев на открытом складе не сопровождалось значительным его разрушением [4].

На детально разведанных участках Шоптыкольского месторождения, по данным Карагандагипрошахта, возможно строительство разреза проектной мощностью 20 млн т в год. В процессе эксплуатации карьера можно вовлечь западный участок, в результате чего мощность разреза увеличится до 22 млн т в год. Кроме того, на месторождении Сарыкольском можно заложить карьер мощностью 6 млн т в год.

На этом бассейне в настоящее время начата промышленная добыча угля. По данным [2], объем добычи майкюбенского угля составит к 1995 г. 4 млн т н. т., к 2000 г.— 13 млн т, себестоимость добычи 3—3,6 руб/т.

По данным ВНИИКТЭПа при Госплане СССР, на этом бассейне к 2000 г. намечается строительство обогатительной фабрики мощностью 21,6 млн т по рядовому углю. При обогащении рядового майкюбенского угля в вышеуказанном объеме выход энергетического концентрата составит 36% (т. е. 7,3 млн т) с зольностью 13—14% (калорийный эквивалент 0,52).

Тургайский буроугольный бассейн расположен в Северном Казахстане вдоль железнодорожных магистралей Магнитогорск—Целиноград и Есиль—Аркалык. Размещается он на площади более 150 тыс. км², протяженность с юга на север — около 700 км. Административно бассейн находится на территории Кустанайской и Тургайской областей, лишь некоторые месторождения несколько заходят на смежные территории Северо-Казахстанской и Джезказганской областей.

Месторождения бассейна по территориальному расположению и структурно-геологическим особенностям объединены в 6 групп: Убаганскую, Приишимскую, Карашиликскую, Байконурскую, Тургайскую и Кустанайскую.

В Убаганскую группу (северо-западная часть бассейна) входят Кушмурунское, Эгинсайское, Приозерное, Черниговское, Харьков-

ское месторождения и несколько непроверенных бурением геофизических аномалий. Первые три наиболее разведаны и имеют большое промышленное значение.

Месторождения Приишимской группы — Жаныспайское, Кзылтальское, Орловское, Савинковское, Мхатовское — расположены в восточной области бассейна, здесь сосредоточена большая часть геологических запасов углей бассейна.

Карашиликская группа находится на северо-востоке бассейна — месторождения Карашиликское, Былкулдакское, Севастопольское, Бурлукское и Узынколь-Куприяновское. Пласты угля здесь маломощные, слабой угленасыщенности, залегают на значительной глубине и поэтому практического значения не имеют.

К Байконурской группе, расположенной в юго-восточной части бассейна, относятся месторождения Байконурское, Кияктинское, Жимыкинское. Здесь же находится ряд не проверенных бурением геофизических аномалий, которые также могут оказаться углеперспективными. Месторождение Байконур в 1916 г. начали эксплуатировать английские концессионеры. В 1929 г. после перерыва эксплуатация месторождения возобновлена для нужд Карсакпайского завода. Добыча производилась мелкими шахтами и прекращена в 1951 г. в связи с отработкой основных запасов.

Наибольшую площадь в южной и юго-западной частях занимает Тургайская группа, включающая Панфиловское и Егинкольское месторождения, а также 15 аномалий, не проверенных бурением.

К Кустанайской группе на крайнем северо-западе бассейна, в районе Качарского и Алешинского железорудных месторождений, отнесены Коскольская, Успенская и Балыктинская впадины с непромышленной угленосностью.

Общие геологические запасы углей Тургайского бассейна оцениваются в 61,9 млрд т, из них 13,8 млрд т составляют угли зольностью 40—50% при минимальной мощности пласта 0,7 м. Данные о распределении ресурсов углей на месторождении бассейна и их разведанности приводятся в табл. 2.

Из общих геологических запасов только 6,5 млрд т составляют балансовые. Балансовые запасы тургайского угля по категориям в разрезе месторождений приведены в табл. 3.

Среди детально разведанных месторождений наиболее значительны по запасам угля Кушмурунское (2,6 млрд т), Эгинсайское (1,1 млрд т) и Орловское (1,6 млрд т). К очень крупным, но слабо разведанным месторождениям бассейна относятся Жаныспайское, Мхатовское с общими геологическими запасами соответственно 28,5 и 12,2 млрд т.

Геологические запасы угля по бассейну подсчитаны до глубины 600 м, при этом основная часть балансовых запасов (более 80%) находится в пределах глубин до 300 м.

Преобладающая часть балансовых запасов углей бассейна 5674 млн т, или около 90%, пригодна для открытых работ.

Вопрос об освоении Тургайского бассейна возник еще в 1953 г.,

410293

Таблица 2. **Распределение геологических запасов и состояние разведанности месторождений Тургайского бассейна**

Группа, месторождение	Степень разведанности	Площадь месторождения, км²	Геологические запасы, млн т		Средняя углеплотность, млн т/км²
			Всего	В т. ч. забалансовые	
Убаганская					
Кушмурунское	Детальная, частичная, предварительная	80	3025	240	37
Эгинсайское	Детальная	240	4587	3490	23
Приозерное	»	24	442	38	18
Черниговское	Поисковая, пердварительная	10,8	144	47	13
Харьковское	»	8,5	37	8	4
Итого		—	8235	3823	—
Пришимская					
Жаныспайское	Поисковая, предварительная	1790	28520	—	16
Орловское	Детальная, предварительная	21	1933	757	91
Кзылтальское	То же	760	1262	642	2
Савинковское	Предварительная	70	8446	3748	11
Мхатовское	Поисковая, предварительная	1090	12210	3100	12
Итого		—	52371	9696	—
Карашиликская					
Былкулдакское	Поисковая	Нет данных	450	450	Нет данных
Севастопольское	»	»	219	219	»
Итого			669	669	
Тургайская					
Панфиловское	Поисковая, предварительная	60	523	252	9
Байконурская					
Кияктинское	Детальная, предварительная	25	113	47	4,5
Всего по бассейну		—	61911	13818	

когда Карагандагипрошахтам был составлен комплексный проект освоения Кушмурунского месторождения. На основе этого проекта в 1954—1955 гг. Уралгипрошахтом были выполнены проектные задания Кушмурунского разреза № 1 и в 1955—1956 гг. Кушмурунского разреза № 3. Одновременно этим же институтом были разработаны основные положения комплексного проекта освоения Эгинсайского месторождения, а в 1956—1957 гг. Центрогипрошахт

Таблица 3. **Балансовые запасы углей Тургайского бассейна, млн. т**

Месторождение	Всего	По категориям	
		$A+B+C_1$	C_2
Кушмурунское	2636,2	2636,2	—
Эгинсайское	1096,6	1096,6	—
Приозерное	359,9	359,9	—
Кзылтальское, Орловское	1581,7	1347,6	234,1
Жаныспайское, Харьковское, Черниговское и др.	867,5	470,6	396,9
Кияктинское	23	22,1	0,9
Итого	6564,9	5933,0	631,9

представил основные положения комплексного проекта освоения буроугольных месторождений Тургайского бассейна. В 1965 г. Центрогипрошахт и Уралгипрошахт составили технико-экономический доклад об освоении Убаганского буроугольного бассейна. Для первоочередной разработки были рекомендованы 4 основных месторождения: Кушмурунское, Эгинсайское, Приозерное и Орловское.

В вышеуказанные годы ряд тепловых электростанций Казахстана (в частности, Уральская ТЭЦ) проектировались для сжигания кушмурунского угля. Несмотря на это, освоение Тургайского бассейна по различным причинам откладывается.

Ниже дается краткая характеристика перспективных месторождений бассейна.

Кушмурунское месторождение находится в Семиозерном районе Кустанайской области в 40 км к северо-востоку от районного центра пос. Семиозерного и в 140 км к юго-востоку от областного центра — г. Кустаная. Северная часть месторождения в районе ст. Кушмурун пересекается железнодорожной магистралью Магнитогорск — Целиноград. Оно открыто в 1948 г., геологоразведка закончена в 1955 г.

На месторождении разведано 28 угольных пластов мощностью от 0,7 до 60 м. Основные из них — Верхний Мощный со средней мощностью 10,3 м и Нижний Мощный — 15—22,5 м, общие геологические запасы по которым составляют 80% суммарных запасов всех пластов. Угли типичные бурые марки $Б_2$. Имеются еще горю-

чие сланцы с запасом 73 млн т, в том числе 50 млн т подсчитано до глубины 300 м.

В 1957 г. начались подготовительные работы по его освоению, но были законсервированы в 1959 г. Добычу угля здесь рекомендовано осуществлять тремя карьерами суммарной производительной мощностью 49 млн т в год.

Эгинсайское месторождение, открытое в 1951 г., расположено в северо-западной части Тургайского бассейна, в 35 км к северо-востоку от железнодорожной станции Кушмурун, севернее Приозерного месторождения. Район не освоен и мало населен. В 1—2 км от него расположено оз. Кушмурун, в 2—10 км восточнее протекает р. Кундузды.

Суммарная мощность рабочих пластов здесь достигает 100 м. Основным является пласт Мощный, который включает 86% всех запасов угля. Угли бурые. Юго-восточная часть месторождения с геологическими запасами 1,5 млрд т проектными организациями признается пригодной для открытой разработки с одним карьером производительностью 35 млн т в год.

Приозерное месторождение в 6 км к северу от ст. Кушмурун железнодорожной магистрали Магнитогорск—Целиноград открыто в 1950 г. Протяженность его — 12 км, ширина — до 3,5 км, основная часть пригодна для открытой разработки.

На месторождении установлено 12 пластов угля максимальной суммарной мощностью 48 м, основные из них — Верхний Мощный и Нижний Мощный с суммарными ресурсами 88% от общих запасов всех пластов. Добычу угля здесь возможно осуществить открытым способом с помощью одного карьера мощностью 10 млн т в год.

Орловское месторождение расположено в 130 км к северо-западу от бокситовых рудников Амангельдинской группы. В 70 км восточнее от него проходит железнодорожная ветка Есиль—Аркалык. Административно оно подчинено Тургайской области.

В пределах месторождения выделяются 3 участка: Северный, Центральный и Балтасайский. Центральный участок является наиболее угленасыщенным и занимает площадь 50 км^2. Его можно отрабатывать одним карьером производительностью 25 млн т при незначительном коэффициенте вскрыши (порядка 4 м^3/т).

Остальные месторождения бассейна из-за слабой разведанности, ограниченных запасов, глубокого залегания и других причин пока не рассматриваются как перспективные.

Качество тургайских углей характеризуется показателями табл. 4.

Технологические исследования углей бассейна проводились по керну скважин Кушмурунского, Эгинсайского, Приозерного, Харьковского и Орловского месторождений. Они заключались в опытной газификации углей, полукоксовании, обогащении, брикетировании и сжигании. Работы показали, что по условиям газификации эти угли близки к челябинским и с успехом могут газифицировать-

ся в обычных слоевых газогенераторах. Обнаружено повышение содержания влаги в газе, что обусловлено большой влажностью рабочего топлива.

Обогащение углей в лабораторных условиях выполнялось гравитационным методом в растворе хлористого цинка. В результате содержание золы в углях, засоренных породными прослоями, снижалось на 11% (с 23 до 12%). Мощные пласты, почти лишенные породных прослоев и имеющие материнскую небольшую зольность, в обогащении не нуждаются.

Таблица 4. **Качественная характеристика углей Тургайского бассейна**

Месторождение, № карьера	Выход летучих, %	Зольность рядового угля, %	Влажность, %	Сера, %	Теплота сгорания, ккал/кг
Кушмурунское					
1	50	22,0	34,0	2,6	3190
2	50	26,0	35,8	3,48	2900
3	50	22,0	32,3	1,46	3400
Орловское	45	22,0	34,5	1,1	3232
Приозерное	50	21,0	35,0	1,01	3184
Эгинсайское	48	23,0	35,0	2,42	3334

Изучение брикетируемости углей бассейна проводилось Московским горным [8] и Уральским политехническим [9] институтами. Опыты показали, что водо- и термостойкие брикеты получаются в случае присадки к углям 8—10% нефтяного битума № 5. Проводились также опыты по получению металлургического кокса из углей бассейна с присадкой к ним углей других месторождений и пека [8]. В результате были получены коксобрикеты.

В настоящее время на Приозерном месторождении создан разведочно-эксплуатационный разрез мощностью 500 тыс. т в год. Опытное сжигание приозерного угля было проведено на Южно-Уральской ГРЭС. Для испытания выбран котел ПК-14, запроектированный для сжигания челябинских и кушмурунских углей. Номинальная производительность котла 230 т/ч с параметрами пара 110 кгс/см^2 и 510°С. Результаты исследований показали, что по условиям шлакования нагрузку котла можно не ограничивать, а размол этого топлива рекомендовано осуществлять в пылесистемах с мельницами-вентиляторами, прямым вдуванием и газовой сушкой. Некоторый интерес представляет Кияктинское месторождение Байконурской группы в 182 км на западе от Джезказгана.

По данным [10], здесь выделяются 2 участка: Центральный, охваченный детальной разведкой, и Южный, разведанный предварительно. Оба участка пригодны для открытой угледобычи.

Уголь месторождения относится к бурым и характеризуется

следующими показателями: содержание влаги — 7,5—23,3%, зольность — 6,7—50,4%, содержание серы — 0,15—2,03%, выход летучих веществ — 29,4—63,5%, теплота сгорания на рабочее топливо — 4900 ккал/кг.

Общие запасы угля по месторождению составляют 66 млн т, из них 26,7 пригодны для открытой разработки. На этом источнике можно заложить 2 карьера мощностью 0,6 и 0,2 млн т в год.

Жиланшикский буроугольный бассейн является как бы продолжением Тургайского бассейна и занимает площади Амангельдинского и Джангельдинского районов Тургайской, Улытауского и Джезказганского Джезказганской области. Включает Жаркусское, Алтынжарское, Балатамское, Кайдагулское, Сырлытамское, Аманжолское, Балгасское и другие углеместорождения. Здесь проведены в основном поисковые геологические работы.

Угли характеризуются влажностью 15,0—18%, зольностью 22—24%, выходом летучих 49—54%, содержанием серы 1,2—6,4%, теплотой сгорания горючей массы 5800—6700 ккал/кг.

Общие геологические запасы (как прогнозные кондиционные) бассейна составляют 14,5 млрд т. Все они располагаются практически на глубине до 100 м, в том числе до глубины 50 м — 7,1 млрд т. По предварительным данным, 4,2 млрд т пригодны для открытой разработки при коэффициенте вскрыши до 10 м³/т, в том числе 1,7 млрд т при значении последнего до 5 м³/т.

Ввиду недостаточности проведения по этому источнику геологоразведочных работ и при почти полном отсутствии научно-исследовательских и проектных проработок целесообразность освоения этого месторождения оценить трудно.

Шубаркольское месторождение расположено в 150 км к северо-востоку от Джезказгана, в Тенгизском районе Карагандинской области. В 120 км южнее проходит железнодорожная линия Жарык—Джезказган. Ближайшей железнодорожной станцией (140—150 км) является Кызылжар.

Здесь установлено 3 угольных горизонта: Верхний, Средний и Нижний. Карагандагипрошахтом к открытой разработке рекомендован Верхний угольный горизонт, наиболее мощный и устойчивый. Он имеет выдержанную рабочую мощность 15—30 м, сравнительно простое строение и глубину залегания от 10 до 150 м; геологические запасы угля по нему составляют 2,1 млрд т.

По проработкам Карагандагипрошахта, месторождение рекомендуется отрабатывать тремя угольными разрезами общей мощностью 22 млн т. Средний промышленный коэффициент вскрыши по месторождению составляет 2,9 м³/т, в том числе на первые периоды отработки — всего 1,0÷1,5 м³/т.

Шубаркольские угли имеют зольность рядового угля 13,5%, влажность — 14,8%, выход летучих — 41—44%, содержание серы — 0,3÷0,4%, калорийность на рабочее топливо — 5000—5200 ккал/кг.

В настоящее время этот источник осваивается и добывается

уголь. Согласно распоряжению Совета Министров СССР от 7 мая 1985 г. № 993, в 1990 г. объем добычи шубаркольского угля составит 2 млн т.

Богембаевское месторождение находится в Целиноградской области в 160 км севернее Целинограда. Железнодорожная линия Целиноград—Кокчетав проходит в 120 км западнее от него.

С 1937 по 1969 г. месторождение эксплуатировалось трестом «Каззолото» сначала двумя шахтами, а в 1958—1969 гг.— двумя небольшими карьерами. Разработка его прекращена в связи с высокой себестоимостью добычи угля.

Угли каменные, зольность — 41—43%, содержание серы — 1,0—1,5%, влажность — 4—6%, низшая теплота сгорания рабочего топлива—4500—5500 ккал/кг. Запасы угля составляют 0,15 млрд т.

Самайсорское месторождение находится в Ерментауском районе Целиноградской области, в 180 км к северо-востоку от Целинограда. Железнодорожная линия Целиноград — Павлодар проходит в 40—50 км к югу от него. Геологические запасы угля оцениваются в 300 млн т. Изучено оно слабо. По имеющимся данным, порядка 150 млн т может быть отработано открытым способом при коэффициенте вскрыши до 10 м³/т.

Угли содержат 25—28% золы, 0,4—1,0% серы, выход летучих веществ — 28—30%, теплота сгорания горючей массы — 6800 ккал/кг.

Проработки проектных институтов по месторождению отсутствуют.

Аякмалайсорское месторождение расположено в Баянаульском районе Павлодарской области, в 135 км к югу от Павлодара.

Угли имеют следующие качественные характеристики: зольность — 35—50%, выход летучих — 8—15%, содержание серы — 0,3—0,6%, теплота сгорания горючей массы (по бомбе) — 6000—7000 ккал/кг. Запасы месторождения до глубины 600 м составляют около 1,0 млрд т.

Несмотря на значительные запасы, месторождение ввиду высокой зольности угля и необходимости подземной разработки не представляет практического интереса.

Самарское месторождение расположено в 25 км к западу от Карагандинского бассейна, в 70 км от Караганды и 40 км от Шахтинска. Открыто в 1952 г.

Общие геологические запасы углей этого источника до глубины 1800 м оцениваются в 1306 млн т, из них коксующихся — 859 млн т. Балансовые и кондиционные запасы составляют 763 млн т коксующихся углей.

Самарские угли каменные, характеризуются следующими данными: зольность — 20—40%, влажность — 1—7%, выход летучих — 32—42%, сернистость — 1,2—6,2%, калорийность на рабочее топливо — 5600—5900 ккал/кг.

По оценкам [3], Самарское месторождение является резервом перспективного развития добычи коксующихся углей в Казахстане.

Завьяловское месторождение находится в 70 км к западу от Карагандинского бассейна, в 90 км от Караганды и в 10—15 км от Самарского месторождения. Известно с 1910 г. Общие геологические запасы месторождения до глубины 1200 м оцениваются в 528 млн т, балансовые запасы составляют 297 млн т, из них 201 млн т коксующихся углей. Угли каменные и имеют следующие качественные характеристики: зольность — 23—36%, влажность — 1—6%, выход летучих — 26—38%, сернистость — 1,3—5,0%, калорийность на рабочее топливо — 4900—5600 ккал/кг.

Таблица 5. **Технико-экономические показатели**

Бассейн, месторождение	Запасы, млрд т		Способ разработки	Проектная мощность, млн т	
	Общие	В т. ч. балансовые		Всего	В т. ч. освоено на 1.01.86 г.
Карагандинский	51,3	8,6	Подземный открытый	55	42
В т. ч. Верхнесокурский район	3,5	0,56	Открытый	11	—
Куу-Чекинское	0,6	0,15	»	3	3
Борлинское	0,49	0,3	»	10	4
Экибастузское	9,7	7,7	»	150	89
Майкюбенский	5,7	1,8	»	28	—
Тургайский	61,9	6,5	»	119	—
Кушмурунское	3,0	2,6	»	49	—
Эгинсайское	4,6	1,1	»	35	—
Приозерное	0,4	0,36	»	10	—
Орловское	1,9	1,3	»	25	—
Шубаркольское	2,1	1,7	»	22	—
Койтасское	1,9	0,4	»	9	—
Тениз-Коржункульский	2,6	0,1	»	1	—
Итого	136,3	27,3		397	138

Таким образом, Завьяловское месторождение, как и Самарское, является резервом для дальнейшего развития добычи коксующихся углей.

Нуринское месторождение расположено в 40 км к северу от Караганды и востоку от Темиртау. По его территории проходит железнодрожная магистраль Караганда—Целиноград. Угли этого источника высокозольные (21—45%), выход летучих 22—25%. Угли относятся к марке $ОС_{эн}$ и $К_{эн}$. Изученность его крайне слабая.

Общие запасы углей месторождения до глубины 1800 м оцениваются в 491 млн т. Все эти запасы, по данным [3], считаются прогнозными и некондиционными. Месторождение из-за ограниченности запасов и высокой зольности углей в обозримой перспективе промышленного интереса не представляет.

Месторождение Койтас расположено в 215 км к северо-востоку от Целинограда. В 60 км к югу проходит железнодорожная линия Целиноград—Павлодар. Открыто в 1958 г. и до 1968 г. было известно как буроугольное. Поисковыми работами в 1967—1969 гг. здесь выявлены каменные угли.

Общие запасы каменных углей до глубины 600 м оцениваются в 3000 млн т как прогнозные кондиционные, т. е. по мощности и зольности соответствуют разведанным балансовым. Общие запасы бурых углей учтены как прогнозные кондиционные в количестве

месторождений и качественная характеристика углей

Качественная характеристика					Себестоимость добычи, руб/т
Зольность, %	Влажность, %	Сера, %	Выход летучих, %	Теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг	
10—40	3,5—6,5	1—3	15—40	5000—6800	
23—27	17,0	0,5—0,8	—	4250	8,0
40—45	6—7	до 0,8	25	4000—4250	6,32
44,8	7,2	0,44	25—27	3260	5,32
40—55	7—8	0,4—1,0	27—34	3000—5850	2,1
14—38	13—[illegible]2	0,5—0,77	40—44	3400—4410	3,3
21—26	32,3—36,8	1,01—3,48	45—50	2900—3334	3,16
22—26	32,3—36,8	1,46—3,68	50	2900—3400	3,55
23	35	2,42	48	3334	2,51
21	35	1,01	50	3184	3,92
22	34,5	1,1	45	3232	2,98
13,5	14,8	0,3—0,4	41—44	5000—5200	4,19
9—37	0,4	0,1—0,4	36—45	—	Н/д
15—48	0,8—3,0	0,4—1,5	22—39	4900—6500	—

1300 млн т, в том числе пригодных для открытой отработки — 4000 млн т.

Бурые угли характеризуются следующими данными [4]: зольность — 9—37%, влажность аналитическая — 12—29%, выход летучих веществ на горючую массу — 36—45%, содержание серы — 0,1—0,4%.

По предварительным данным Карагандагипрошахта, на месторождении можно создать карьер мощностью 9 млн т в год при среднем коэффициенте вскрыши 3,4 м^3/т. Для окончательного суждения о целесообразности привлечения этого источника в хозяйственный оборот необходимо проводить дальнейшие геологоразведочные и проектные проработки.

Тениз-Коржункульский бассейн находится в Ерментауском районе Целиноградской области, непосредственно к востоку от ст. Ер-

ментау железнодорожной магистрали Целиноград—Павлодар. Целиноград удален от него на 180 км к западу.

В пределах бассейна известны 4 месторождения: Космурунское (на западе), Кызылсорское (на юге), Бозшасорское (на севере) и Сарыадырское (на юго-востоке). Среднюю его часть, между месторождениями Кызылсор и Бозшасор, занимает слабоизученный Центральный участок.

Угли бассейна относятся к каменным, качество их характеризуется следующими данными: влажность — 0,8—3,0%, зольность — 15—48%, содержание серы — 0,4—1,5%, выход летучих веществ — 22—39%, низшая теплота сгорания рабочего топлива сарыадырского угля — 4900—6500 ккал/кг. Общие геологические запасы углей Тениз-Коржункульского бассейна до глубины 1800 м оцениваются в 2,6 млрд т. Для открытых работ пригодны 0,1 млрд т.

Разработка отдельных месторождений бассейна периодически производилась в небольших масштабах. В разные периоды добыча угля производилась карьерным способом на месторождении Сарыадыр и шахтой на месторождении Космурун. Перспективы бассейна ограничены. По имеющимся данным, на Сарыадырском месторождении можно заложить один карьер производственной мощностью 1 млн т в год.

Месторождение Кайнама расположено в 140 км к юго-востоку от Павлодара и в 180 км к северо-западу от Семипалатинска. Известно с 1932 г. В годы Великой Отечественной войны эксплуатировалось двумя небольшими шахтами для нужд местной промышленности Семипалатинска и Павлодара. Изучено достаточно полно.

Угли каменные, имеют влажность аналитическую 0,8—2,6%, зольность — 11—30%, сернистость — 0,8—2,6%, выход летучих веществ — 32—42%, теплоту сгорания горючей массы — 7000—8100 ккал/кг.

Общие запасы месторождения до глубины 600 м оцениваются в 666 млн т. Основное их количество может быть отработано только шахтным способом и поэтому в ближайшее время не представляет практического интереса.

Яблоновское месторождение в 140 км к юго-востоку от Кокчетава имеет запасы угля 45 млн т. Зольность углей — 30—42%, выход летучих — 13—16%, содержание серы — 0,5—2,0%. Все запасы месторождения переведены в группу забалансовых по зольности.

В 1930 г. оно эксплуатировалось артелью старателей, а в 1932—1934 и 1938—1950 гг.— трестом «Каззолото». С 1938 по 1950 г. было добыто всего 165 тыс. т угля.

На территории Павлодарской, Целиноградской, Карагандинской и Кокчетавской областей выявлены также следующие источники твердого топлива: Жамантузское месторождение (120 млн т), Богембаевское (147), Коксенгирское (118), Кызылтауское (135), Первомайское (75), Акмолинское (76), Максимовское (108), Жолдыбайское (41), Тамсорское (18), Приозерное (15), Богданов-

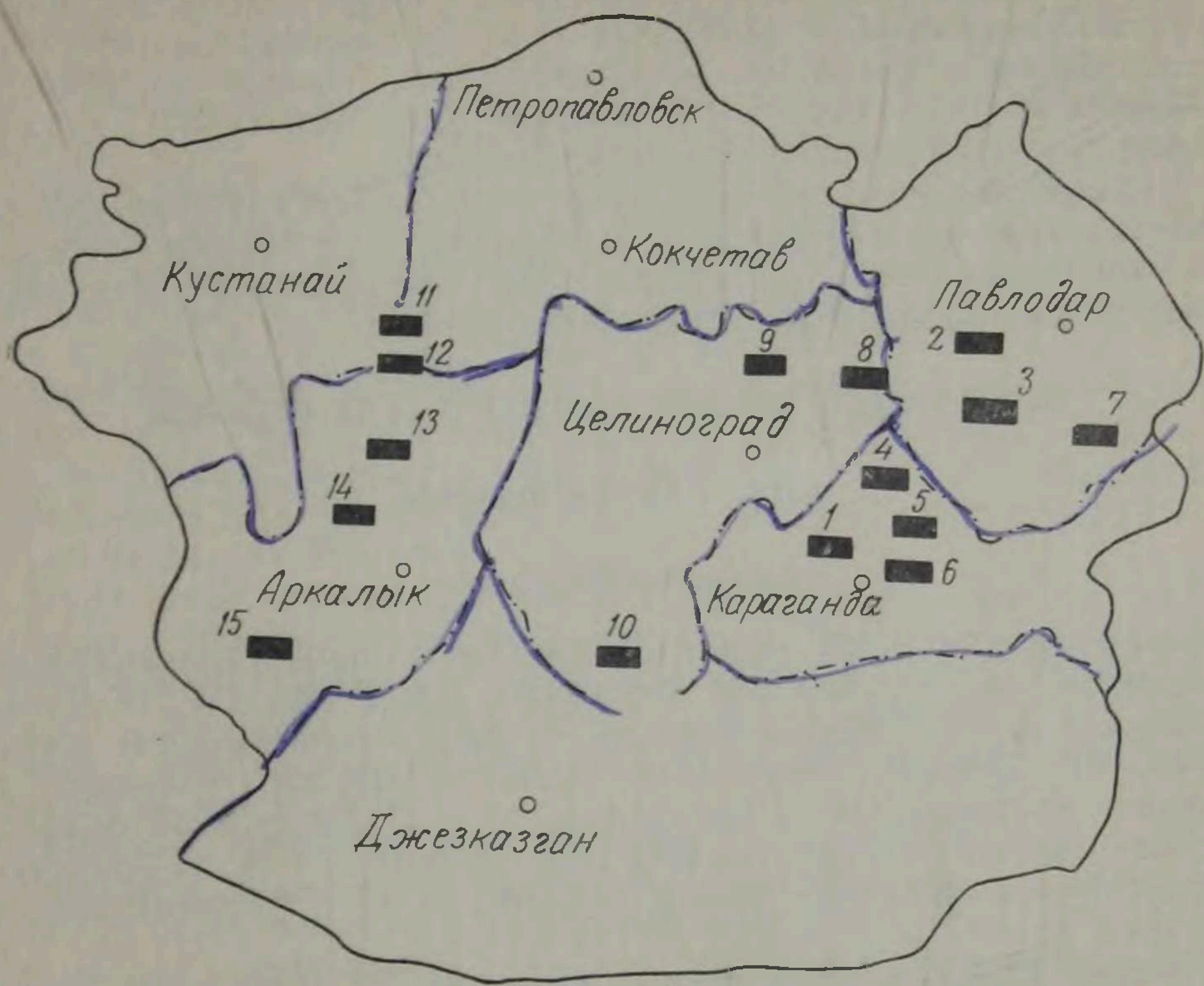


Рис. 1. Схема расположения основных угольных месторождений Северного и Центрального Казахстана: *1* — Караганда; *2* — Экибастуз; *3* — Майкюбе; *4* — Куу-Чеку; *5* — Борлы; *6* — Кумыскудык; *7* — Кайнама; *8* — Тениз-Коржункульский; *9* — Богембай; *10* — Шубарколь; *11* — Эгинсай; *12* — Приозерное; *13* — Жаныспай; *14* — Орловское; *15* — Жиланшикский

ское (10), Батыршасорское (14 млн т) и др. Эти месторождения по запасам угля небольшие, по горнотехническим условиям освоения и качественным характеристикам углей неперспективные.

Таким образом, Северный Казахстан располагает рядом крупных угольных бассейнов и месторождений, которые окажут влияние на топливный баланс не только республики, но и других регионов страны.

Технико-экономические показатели освоения месторождений и качественные характеристики углей приведены в табл. 5, из которой видно, что в перспективе только за счет открытых разработок можно увеличить объем добычи угля по Северному Казахстану на 260 млн т в год.

Схема размещения угольных месторождений Северного и Центрального Казахстана приведена на рис. 1.

По проектной производительности карьеров особо крупными являются Экибастузское месторождение и Тургайский бассейн. На эти источники приходится до 67% всего возможного объема добычи угля по Северному Казахстану. Угли низкокачественные: высокая

зольность, влажность, низкокалорийные и высокосернистые. Ввиду этого экибастузские и тургайские угли целесообразно сжигать в котлах крупных тепловых электростанций. Низкокачественными являются куу-чекинские и борлинские угли, они также должны использоваться на тепловых электростанциях.

Шубаркольские, карагандинские и майкюбенские угли высококачественные, и их эффективно использовать в первую очередь в промышленных печах, индивидуальных отопительных установках коммунально-бытового хозяйства и котельных.

1.2. ВОДНЫЕ И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

1.2.1. Водные ресурсы

Центральный Казахстан

В Центральный Казахстан входят территории Карагандинской и Джезказганской областей площадью 433,2 тыс. км² (Карагандинская — 119,6, Джезказганская — 313,6). Протяженность с севера на юг — 600 км, с востока на запад — 1100 км, граничит на севере с Кустанайской, Целиноградской и Павлодарской областями, на востоке — с Семипалатинской, на юге — с Алма-Атинской, Джамбулской, Кзыл-Ординской, на западе — с Актюбинской областью.

Рельеф поверхности в целом холмистый, большая часть занята так называемым Центрально-Казахстанским мелкосопочником. На общем фоне мелкосопочника выделяются отдельные поднятия, хребты, местами низкогорные массивы. К последним относятся: на западе — горы Алатау высотой 1135 м, в центральной части — Актау (1000—1100 м), на востоке — горы Каркаралы и Кзыл-Рай (более 1400 м), являющиеся наиболее высокими на Балхаш-Ишим-Нуринском водораздельном поднятии, на северо-востоке — горы Аркалык и Нияз, на юго-востоке — склоны горного массива Каркаралы-Актау. Север мелкосопочника занимает широкая плоская равнина, часть которой представляет зону Тенгиз-Кургальджинской впадины, на юге — плато Северного Прибалхашья, юго-западе — плато Бетпак-Далы, на западе — Туранская низменность.

Климат региона резко континентальный и засушливый.

Для летнего периода характерны высокая температура, незначительные осадки и высокая относительная сухость воздуха, для зимнего — продолжительные холода, устойчивый снежный покров, большие скорости ветра и частые метели.

Среднегодовая температура воздуха на севере — 2÷2,5°С, на юге +5÷7°С. Средняя температура холодного месяца (январь) на севере —16÷17°С, на юге — 12÷15°С. Абсолютный минимум ее достигает на севере —50°С, на юге —20°С. Средняя температура наиболее теплого месяца (июль) на севере +20°С, на юге +25°С, абсолютная +40—42 и +46°С.

Атмосферные осадки по территории неравномерны, уменьшаясь с северо-запада на юго-восток. Среднегодовая сумма осадков — 200—250 мм, при этом на севере их на 50—75 мм больше, чем на юге. Наибольшее количество осадков выпадает в горных районах мелкосопочника — от 300—350 мм в районе гор Алатау до 400 мм в горных узлах на востоке, наименьшее среднегодовое их количество наблюдается в южных равнинных районах. Сумма осадков в годовом разрезе сильно меняется: так, максимальные величины от 550 мм в Каркаралинских горах до 350 мм в равнинной южной зоне, минимальные — соответственно 150 и 75 мм.

Среднегодовая скорость ветра составляет на севере 4,5—5,0, на юге — 3,5—4,5 м/с. Наибольшая ее величина обычно наблюдается во второй половине зимы и весной, достигая 25—30 м/с. Повторяемость ветра со скоростью более 15 м/с составляет от 9 дней на юге до 50 дней на севере.

Суммарное годовое испарение с поверхности почвы составляет в среднем 150 мм на юге, 300—350 мм на севере и в возвышенных частях мелкосопочника. В летнее время испаряется 70—80%, в зимнее — 20—30% среднегодового количества влаги. Испарение с водной поверхности может достигать 700—800 мм на севере и 1200 мм на юге региона.

Характер гидрографической сети в основном определяется устройством поверхности территории. Данный регион имеет следующую особенность — низкогорный рельеф в восточной и западной частях и пониженный на запад, юг и частично на север. Поэтому основные направления стока идут от центра к окраинам, т. е. все крупные реки веерообразно расходятся от центра и заканчиваются бессточными озерами или теряются в аллювиальных отложениях [11]. Речная сеть очень редкая, зато есть большое количество временных водотоков, имеющих сток только в период весеннего снеготаяния и небольшие озерные заполнения в это же время года.

В регионе насчитывается около 5500 рек и временных водотоков общей длиной более 34 тыс. км. Из них 4500 имеет длину более 10 км, 960 — от 10 до 100, 31 — от 100 до 500 и 2 — более 500 км длины. К последним относятся реки Нура и Сарысу [11].

Р. Нура берет начало в западных отрогах гор Кзылтас-Каркаралы-Актауского низкогорного массива на высоте 1000—1200 м. Общая длина реки — 978 км, из них 400 км находятся за пределами региона. Это основная водная артерия огромной Тенгиз-Кургальджинской впадины, общая площадь водосбора ее 58 100 км² (из них 40 000 км² — в пределах региона). Основной приток Нуры — р. Шерубай-Нура.

Р. Сарысу образуется от слияния двух рек — Жаксы-Сарысу и Жаман-Сарысу, стекающих со склонов гор Бугылы и Актау на высоте 700—900 м, и впадает в оз. Телеколь. Общая длина — 761 км, из них около 250 км — за пределами региона. Общая площадь водосбора — 81 тыс. км². Основной приток — р. Кара-Кенгир.

Средняя густота гидрографической сети Центрального Казах-

Таблица 6. Характеристика водохранилищ объемом более 1 млн м³ Северного и Центрального Казахстана на 1981 г.*

Водохранилище	Водоток или местность	Расстояние от створа до устья, км	Максим. напор на плотине	Емкость (проект.), млн м³		Площадь зеркала при НПУ, км²	Регулирование
				полн.	полезн.		
1	2	3	4	5	6	7	8
Кустанайская область							
Каратомарское	Р. Тобол-Аят	1245	11,0	586,0	562,0	94,0	Многолетнее
Верхне-Тобольское	Р. Тобол	1344	20,0	816,0	782,0	87,5	»
Кустанайское (Амангельдинское)	»	1210	3,2	6,7	6,7	4,2	Сезонное
Сергеевское	»	1227	3,5	3,7	3,7	2,2	»
Джилкуарское	Р. Джилкуар	1418	6,5	32,2	2[illegible],2	7,6	Многолетнее
Кзыл-Жарское	Р. Тобол	1329	5,5	9,7	5,6	3,0	Сезонное
Верхне-Шортандинское	Р. Шортанды	1426	4,5	3,6	3,2	0,2	»
Целиноградская область							
Свх. им. Ушакова	Балка Кособа	6,7	5,5	2,2	2,1	1,4	Сезонное
Вячеславское	Р. Ишим	2320	25,0	419,4	377,6	60,9	Многлетнее
Мат	Р. Мат	17,5	6,5	1,4	1,3	0,9	Сезонное
Анар-Куль	Р. Анар-Куль	—	3,4	4,3	0,9	4,0	»
Свх. Карабулакский	Р. Аксу	15,5	7,0	12,3	11,4	5,5	»
Рудника Аксу	Р. Богембай	4,8	7,0	4,5	3,8	1,5	»
Губернаторовка	Р. Безымянная	10,0	7,6	3,5	3,4	1,6	Орошение сезонное
Асыксай	Р. Асыксай	4,9	6,3	1,5	1,4	0,8	»
Селетинское	Р. Селеты	198,0	32,0	221,8	200,1	36,3	Многолетнее

Кары-Адырское	Р. Талды-Сай	—	7,6	1,5	1,1	7,0	Сезонное
Урюпильское	Р. Степная	11,0	7,5	10,9	10,7	3,2	»
Карагандинская область							
Ишимское	Р. Ишим	—	—	14,0	13,0	3,3	»
Свх. Трудовой	»			13,5	10,5	2,6	»
Красная Скала	Р. Шидерты			1,7	1,3	0,1	»
Сабыр-Кожа	Р. Сабыр-Кожа			1,5	1,0	0,5	»
ГУ № 7	Канал Иртыш-Караганда		19,3	94,3	19,1	19,5	»
№ 8	»		16,3	312,2	66,8	64,9	»
№ 9	»		8,8	30,4	—	7,5	»
№ 10	»		11,2	70,6	9,3	17,9	»
№ 11	»		19,8	172,6	163,1	40,0	»
Туздинское	Р. Тузды		7,0	26,4	22,4	14,6	»
Самаркандское	Р. Нура	679,0	—	267,0	215,0	75,0	Многолетнее
Шерубай-Нуринское (Топарское)	Р. Шерубай-Нура	60,0		274,0	233,0	41,0	»
Джартасское	»	57,0		12,3	12,3	8,7	»
Джезказганская область							
Кенгирское	Р Кенгир	62	28,0	319,0	308,4	37,4	Многолетнее
Сары-Сай	Р. Мурза Сары-Сай			2,4	1,3	0,9	Сезонное
Джездинское	Р. Джезды	40	17,0	76,0	70,0	17,6	Многолетнее
Байшегир	Р. Байшегир			1,2	1,5	0,6	Сезонное
Бидаикское	Р. Жаксы-Сарысу			1,1	1,0	0,7	»
Тусентай	»			1,4	1,2	0,6	—
Шокайское	Р. Шойкай			5,0	2,6	1,2	»
Кармалинское	Р. Сарысу	30		11,0	7,0	5,0	»

* Некоторые водохранилища региона из-за отсутствия ряда данных не вошли в этот список.

стана — 0,08 км/км², в возвышенных районах мелкосопочника 0,4—0,5, в бассейнах же рек Сарысу и Нуры — 0,1 км/км².

На территории региона имеется около 1900 озер и более 400 искусственных водоемов, из них площадь водной поверхности менее 1 км² у 158 озер и водохранилищ, более 1 км² — 3 и только одно имеет площадь более 50 км². Наиболее крупными озерами являются Карасор (154 км²), Шубар-Тенгиз (125) и Каракони (72,5). Крупнейшее озеро Казахстана Балхаш входит в пределы региона своей западной частью.

В основной части озера мелководные: средняя глубина наиболее крупных из них обычно не превышает 1—1,5 км, только у оз. Карасор она составляет 3—4 км.

Подавляющее большинство озер являются солеными. Пресные озера расположены главным образом на севере региона — в бассейне р. Нуры в Каркаралинских горах (Улькенколь, Пашино, Шайтанколь и др.) и в северо-западной его части (Баракколь, Бощаколь, Косколь и др.).

Довольно крупные искусственные водохранилища созданы на реках Нуре, Шерубай-Нуре и Каракенгире (табл. 6). Среди них особое место занимают Самаркандское и Кенгирское, имеющие большое значение для развития крупнейших Каранды-Темиртауского и Джезказганского промышленных узлов общесоюзного масштаба.

Ресурсы поверхностных вод, как известно, состоят из стока рек и временных водотоков, действующих главным образом в период половодья, а также из многолетних запасов воды в озерах и речных плесах. Сток основных рек региона, по данным [11], равен: среднемноголетний — 1900 млн м³ в год, многоводный (10% обеспеченности) — 4426, маловодный (80% обеспеченности) — 392,3 и очень маловодный (97% обеспеченности) — 57,7 млн м³ в год. Распределение их по основным рекам приведено в табл. 7.

Среднегодовые водные ресурсы временных водотоков, по данным [11], составляют 750 млн м³.

Таким образом, суммарный объем речных систем Центрального Казахстана (Карагандинская и Джезказганская области) равен 2,65 млрд м³. Кроме этого, имеются ресурсы вод малых водотоков, не поступающих в русло рек (местный сток), суммарный объем которых определяется 2,3 и 1,2 млрд м³ при зарегулировании соответственно на площадях водосбора 50—200 км².

На территории региона имеется 66 пресных и 68 соленых озер с площадью водного зеркала более 1 км². Среди них одно из крупнейших в стране оз. Балхаш примыкает к юго-восточной части Джезказганской области (его подробная характеристика дана нами в [12]).

Суммарный объем воды пресных озер оценивается в 200 млн м³. Водозабор из этих озер возможен только в многоводные и средние по водности годы. Определенное значение для сельскохозяйственных нужд имеют запасы воды в плесах, поросах тающих рек,

Таблица 7. **Водные ресурсы основных рек Центрального Казахстана, млн м³**

Бассейн, река, пункт наблюдения	Среднегодовой сток	Сток за характерн. годы обеспеченности		
		многоводн. 10%	маловодн. 80%	очень маловодн. 97%
Бассейн р. Ишим				
Ишим, на границе региона	68,0	150	19,0	3,20
Терсаккан, на границе региона	90,4	202	23,1	3,73
По басесйну	158,4	352	42,1	6,93
Бассейн оз. Тенгиз				
Нура, с. Романовское	606	1345	158	25,7
Куланутпес, на границе региона	38,0	98,0	3,20	0,11
По бассейну	644	1443	161,2	25,8
Бассейн р. Иртыш				
Шидерты, на границе региона	45,0	118	4,6	0,19
Оленты, »	23,7	62,0	2,5	0,11
Карасу, »	11,8	29,0	1,80	0,14
Тундык, »	67,3	170	9,00	0,47
По бассейну	147,8	379	17,9	0,91
Бассейн оз. Карасор				
Талды	21,8	54,0	3,03	0,21
Жарлы	26,8	67,6	3,19	0,18
По бассейну	48,6	121,6	6,22	0,39
Бассейн оз. Балхаш				
Моинты, ст. Моинты	9,78	26,4	0,45	0,00
Токрау, с. Ак-Тогай	62,4	141	19,9	2,24
Кусак	107	260	17,7	1,46
Жаманши	32,0	82,2	3,01	0,12
По бассейну	221,2	509,6	36,1	3,82
Бассейн р. Сарысу				
Сарысу, раз. № 57	97,8	264	4,70	0,01
Сюртысу, раз. № 58	46,0	117	4,97	0,25
Кара-Кенгир, с. Кенгир	136	335	20,1	1,52
Джезды, раз. Джезды	44,8	104	9,78	1,28
По бассейну	324,6	820	39,6	3,06
Бассейн оз. Шубар-Тенгиз				
Белеутты, ур. Бестамак	37,2	93,0	4,83	0,30
Байконур, с. Байконур	13,9	33,5	2,36	0,21
Каргалы, колхоз им. Аманкульды	15,1	38,8	1,12	0,00
По бассейну	66,2	165,3	8,31	0,51
Улы-Жиланшик, с. Рахмет	111	261	22,1	2,56
Бассейн р. Тургай				
Кара-Тургай, с. Давий	97,1	198	35,4	0,32
Тамды, на границе региона	36,2	76,8	11,3	2,35
Сары-Тургай, »	45,2	100	12,1	1,99
По бассейну	178,5	374,8	58,8	13,7
Всего по региону	1900	4426	392,3	57,7

суммарный объем которых составляет около 50 млн м³ по среднему году.

В Карагандинской области имеется 23 водохранилища объемом более 1,0 млн м³, характеристики наиболее крупных приведены в табл. 6.

Сток рек и временных водотоков сильно меняется как в разрезе многолетия, так и внутри года. Так, соотношения наибольших и наименьших средних годовых расходов достигали для р. Нуры 40, Кара-Кенгира — более 6000. Относительный коэффициент изменчивости годового стока рек также колеблется в широких пределах: для Кара-Тургая — порядка 0,7, Сарысу — 1,5. Основная часть годового стока большинства рек (60—95%), а иногда весь его объем проходит в весенний период.

Указанный режим формирования стока рек и временных водотоков Центрального Казахстана объясняется главным образом снеговым питанием, неодновременностью таяния снега, увеличением доли дождевого стока по высоте местности, водосбора, а также небольшим влиянием на водный режим факторов естественного регулирования стока.

В работе [14] (1986 г.) суммарный объем поверхностных вод Центрального Казахстана, формирующийся в пределах его территории, оценен в 2,65 млрд м³, из них в Джезказганской области — 1,65, Карагандинской — 1,0.

Прогнозные эксплуатационные ресурсы подземных вод с минерализацией до 10 г/л, по данным [14], составляют 3,12 млрд м³/год, из них с содержанием соли, г/л: до 1—0,13; 1÷3—1,71; 3÷5—0,13; 5÷10—1,15 млрд м³/год, по областям: Джезказганской — 0,08; 1; 0,4; 0,08; 0,7 (всего 1,9); Карагандинской — 0,05; 0,67; 0,05; 0,45 (всего 1,22). Утвержденные на 1.01.85 г. запасы составили 1,1, а по категории А+В — 0,75 млрд м³/год, из них соответственно в Джезказганской области — 0,63; 0,35; Карагандинской — 0,47; 0,40. Наиболее перспективными районами в данном отношении являются бассейн р. Кара-Кенгир, долины рек Сарысу, Нуры, Шерубай-Нуры, Моинты, Токрау, Жамши, Атасу и некоторых других.

Таким образом, суммарный объем собственных водных ресурсов региона составляет 3,4 млрд м³, из них в Джезказганской — 2,0, Карагандинской — 1,4.

Северный Казахстан

В этот регион нами включены Кустанайская, Тургайская, Северо-Казахстанская, Кокчетавская, Целиноградская и Павлодарская области.

Кустанайская и Тургайская области

Государственным гидрологическим институтом эти области рассмотрены как единый водохозяйственный регион, и водные ресурсы их освещены в [13]. По данным этой работы, основные физико-географические и водохозяйственные характеристики ука-

занных областей нами даются в границах бывшей территории Кустанайской области[1].

Общая площадь территории региона составляет 226,4 тыс. км² (Кустанайская область — 114,5, Тургайская — 111,9). Она выдвинута в меридиональном направлении на 600 км при средней ширине 300 км. Ландшафт разнообразен — от лесостепного до пустынного с преобладанием последнего.

Вся территория по устройству поверхности в целом делится на 4 характерных района: 1) часть Зауральского плато; 2) Кустанайская равнина; 3) Тургайская столовая страна; 4) Западная окраина Казахской складчатой страны. Зауральское плато в пределах собственно Кустанайской области занимает небольшую площадь на ее западной окраине, в пределах которой находится верховье р. Тобол. В широтном направлении плато расчленено несколькими хорошо разработанными речными долинами (рек Уй, Тогузак, Аят, Синташты и др.). Кустанайская равнина занимает северную часть, на западной части она ограничена скатом Зауральского плато, на востоке — грядами холмов Кокчетавской возвышенности. Здесь много блюдцеобразных впадин, в которых располагается большое количество преимущественно небольших водоемов с пресной или соленой водой.

Речная сеть развита очень слабо, из крупных водотоков равнину пересекают с юга на север реки Тобол и Убаган. Тургайская столовая страна занимает центральную и южную части региона, на западе ограничена цепью Мугоджарских гор и Южным Уралом, на востоке — увалами Казахской складчатой страны, на севере — Западно-Сибирской, на юге — Тургайской низменностью. Район в меридиональном направлении расчленяется на 2 части широкой Тургай-Убаганской ложбиной, по дну которой протекают в северной части р. Убаган, в южной — Тургай. На водоразделе рек Убаган и Тургай расположено несколько бессточных озер, наибольшими из них являются Аксуат и Сарымоин. Поверхность плато разрезана долинами рек Кабырга, Теректы, Сары-Узень (Сары-Тургай), Тургай и др., а также котловинами многих соленых и пресных водоемов. На склонах гор Улытау берут начало р. Тургай (Кара-Тургай) и ее многочисленные притоки. Озер здесь мало, имеется несколько крупных (площадью зеркала более 20 км²) — Сарыкуль, Бощекуль, Алабота, Койбагар, Тюнтюгур, Жаншура.

Климат резко континентальный, жаркое и сухое лето сменяется холодной и малоснежной зимой. Годовая амплитуда температуры воздуха в среднем составляет 75°С, в отдельные же годы — до 88°С. Летом она поднимается до 40°С (в июле), зимой падает до —40—46°С. Такие температуры в целом характерны для северной части региона, а для южной они несколько меньше.

---

[1] В 1970 г. в основном из Кустанайской области выделена Тургайская область.

Скорость ветра изменяется в небольших пределах, увеличиваясь несколько с севера на юг. Так, ее среднегодовая величина составляет для Кустаная 4,8 м/с, Джетыгары — 5,1, Наурзумского заповедника — 5,1, Амангельды — 4,6, Тургая — 4,9 м/с. Наибольшая средняя скорость ветра (11 м/с) — в марте, более слабая (5,4 м/с) в июле—августе.

Годовая норма осадков составляет для крайней части региона 300—350, южной — 70—200, Центральной — 130—330 мм.

В разрезе многолетия годовая сумма осадков меняется мало. Норма осадков за теплый период (VI—X), холодный (XI—III) и за год для некоторых пунктов составляет соответственно: Пресногорск — 292, 99 и 391 мм; Карабалык — 241, 78 и 319; Урицк — 252, 34 и 286; Кустанай — 208, 42 и 250; Кушмурун — 187, 80 и 267; Джетыгара — 194, 84 и 278; Амангельды — 141, 52 и 193; Тургай — 122, 63 и 185 мм. Как видно, в среднем на летний период приходится около 70—80% годовой суммы осадков.

На территории региона насчитывается около 310 водотоков длиной более 10 км, причем более половины из них представляют временные, протяженностью до 20 км. Рек длиной больше 100 км — 21, более 500 км — только две (Тобол и Тургай). Густота речной сети в среднем составляет 6—7 км на 100 км^2 территории.

Основная водная артерия района — р. Тобол, имеющая большое водохозяйственное значение. До устья р. Шортанды она ежегодно пересыхает, после впадения в нее р. Аят значительно увеличивается. По характеру и размещению речной сети р. Тобол делится на 3 части: левобережную, междуречье Тобол—Убаган и бассейн р. Убаган. В левобережной части протекают реки Шортанды, Синташты, Аят, Тогузак и Уй, начинающиеся на восточном склоне Южного Урала. Междуречье Тобол—Убаган не имеет значительных водотоков. В бассейне р. Убаган до оз. Кушмурун протекают реки Ащи, Чили, Буруктал и Теректы. Из них только Ащи впадает в р. Тобол, остальные до нее не доходят, а сбрасывают свои воды в оз. Чили.

Тобол ниже оз. Кушмурун принимает только 3 притока — Кундузды, Карасу и Карангалык.

Бассейн р. Тургай располагается в южной части региона. От с. Амангельды до с. Тургай на реке преобладают перекаты, далее — плесы. Речная сеть бассейна р. Тургай состоит из четырех водных систем: рек Кара-Торгай, Жалдама и Ащи-Тасты, оз. Сарыкопа и р. Улькаяк. Из них наиболее крупной является р. Кара-Торгай с притоками Сары-Торгай, Сарысалды-Торгай и Кагенды. Реки Жалдама, Ащи-Тасты имеют разветвленную гидрографическую сеть только в верхней части водосбора (реки Тулькысай, Акжар, Ашут, Байкожа и Жусалы). В оз. Сарыкопа впадают Сары-Узень и Теке. Р. Улькаяк в верхнем течении имеет ряд притоков, наиболее крупный — р. Кабырга.

Междуречье Тобол—Тургай характеризуется слабой гидрографической сетью, здесь протекают только 2 реки — Тюнтюгур и

Наурзум-Карасу, являющиеся относительно крупными. Остальная водная сеть представлена временными водотоками.

По данным [13], в регионе находится более 5,0 тыс. озер, из которых около 80% имеют площадь зеркала менее 1 км². Порядка 90% озер сосредоточено в северных районах региона — между левыми притоками Тургая и Ишима (Тобольское междуречье). Наибольшее количество озер находится в долине рек Убаган и Тургай. Наиболее крупные из них — Сарыкопа (площадь зеркала 336 км²), Акуат (123), Сарымоин (126), Кушмурун (46,5) — расположены в Тургайской ложбине.

Озера с площадью зеркала более 1 км² составляют около 900, из них 650 пресных, остальные соленые. В маловодные годы большинство озер пересыхает. По данным [13], суммарный объем всех пресных озер ориентировочно составляет 7—8 млрд м³. Полезный водосбор из пресных озер может быть осуществлен только в многоводные и средние по водности годы. Суммарный объем забора воды по году 80% обеспеченности составляет 4,4, а 97% — 1,9 млрд м³.

В регионе имеется 8 водохранилищ объемом более 1,0 млн м³. Основные данные по ним приводятся в табл. 6. Ресурсы поверхностных вод в регионе невелики. Как указано выше, среднегодовая сумма осадков составляет 175—350 мм, норма годового стока рек с площадью водосбора более 3000 км² в среднем равна 7—8 мм, для многих районов — не более 5—6. Только около 30% местного стока, формирующегося главным образом в период таяния снежного покрова и весенних дождей, доходит до русел рек, остальное аккумулируется в озерных котловинах и понижениях рельефа.

Водные ресурсы основных рек региона в разрезе районов региона (в границах административного деления до выделения Тургайской области по состоянию на 1.11.56 г.) характеризуются данными, приведенными в табл. 8.

Из анализа данных этой таблицы следует:

— около 330 млн м³ воды доставляется в регион извне транзитными реками (Тобол, Синташты, Аят, Камышлы-Аят, Тогузак, Улькаяк);

— около 740 млн м³ формируется в пределах самого региона;

— около 930 млн м³ выносится за пределы региона.

Как указано выше, основными водными артериями рассматриваемых областей являются реки Тобол, Тургай.

Р. Тобол по территории Казахстана протекает только верхним течением общей протяженностью 668 км. На этом протяжении она принимает 3 крупных притока: с левой стороны — реки Аят и Уй, с правой — Убаган. Средний годовой расход воды р. Тобол при выходе ее за пределы Казахской ССР составляет 35,6 м³/с.

Р. Тургай имеет протяженность 930 км, наибольший по длине средний годовой расход — 16,4 м³/с. Расход основного притока Тургая р. Иргиз ниже впадения р. Шет-Иргиз равен 7,5 м³/с.

По данным [13], суммарный средний годовой объем поверх-

Таблица 8. **Среднегодовой сток основных рек Кустанайской и Тургайской областей,** млн м³

Река	Район региона	Средний за год			За характерные годы					
					маловодн. (обесп. 80%)			очень маловодн. (обесп. 97%)		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III
Тобол	Камышинский	33	63	30	1,3	3,0	1,7	0	0	0
	Орджоникидзевский	63	197	134	3,0	21	18	0	5,0	5,0
	Тарановский	197	360	162	21	30	9,0	5,0	8,5	3,5
	Кустанайский	360	420	60	30	57	27	8,5	25	16,5
	Введенский	420	452	32	57	74	17	25	41	16
Синташты	Джетыгаринский	76	92	16	13	16	3,0	1,1	1,5	0,40
Аят	Тарановский	146	181	35	20	41	21	7,5	9,5	2,0
Камышлы-Аят	Орджоникидзевский	21	48	27	2,6	8,5	5,9	0	0,76	0,76
Тогузак	Карабалыкский	88	101	13	32	35	3,0	8,2	8,5	0,30
	Пешковский	101	104	3,0	35	37	2,0	8,5	10,5	2,0
Убаган	Семиозерный	—	25	25	—	1,8	1,8	—	0,25	0,25
	Карасуский	25	16	—9,0	1,8	0,20	—1,6	0,25	0	—0,25
	Урицкий	16	48	32	0,20	0,06	—0,14	0	0	0
	Мендыгаринский	48	42	—6,0	0,06	0	—0,06	0	0	0
Наурзум-Карасу	Джангильдинский	—	12	12	—	0,64	0,64	—	—	—
	Амангельдинский	12	12	0	0,64	0,64	0	0	0	0
Тюнтюгур	Октябрьский	—	22	22	—	1,2	1,2	0	0	0
Тургай	Амангельдинский	—	514	514	—	113	113	—	15	15
	Джангильдинский	514	264	—250	113	11	—102	15	0	15
Сары-Узень	Амангельдинский	—	109	109	—	8,8	8,8	—	0,25	0,25
	Джангильдинский	109	112	3	8,8	10,6	0,25	1,8	0,42	0,17
Улькаяк	»	14	66	52	0,13	2,6	2,47	0	0	0

Примечание. I — при входе реки в пределах района, II — при выходе реки, III — приращение стока на территории района.

ностного стока рассматриваемого региона составляет ориентировочно 3,8 млрд м^3, он складывается из стока основных рек (0,9 млрд м^3) и местных водных источников, аккумулирующихся в пределах больших бессточных районов (0,7) и наполняющих бессточные понижения на поверхности водосборов рек и озер, теряющихся в основном на испарение (2,2 млрд м^3).

Годовой сток речных систем в разрезе многолетия сильно меняется. Так, по данным [13], соотношение между наибольшими и наименьшими годовыми расходами р. Тобол у с. Гришенки достигает 110, а для рек Убаган и Тургай доходит до 600—700. Коэффициент вариации годового расхода основных рек региона колеблется в широких пределах — от 0,74 до 1,70.

Распределение стока рек внутри года также очень неравномерно. Так, по данным [13], даже для больших рек региона (с площадью водосбора более 10 тыс. км^2) доля весеннего стока доходит до 90—95%. Почти все малые реки с водосбором менее 1000 км^2 после весеннего половодья пересыхают.

Таким образом, режимы расхода речных систем очень неблагоприятны для хозяйственного использования, в естественных условиях требуется регулирование с дорогостоящими водохранилищами. Даже в этом случае едва ли удастся использовать больше 30—40% среднемноголетнего стока рек. В последнее время они уточнены и, согласно [14], составляют в современных границах в Кустанайской области всего 0,82, из них формирующихся в пределах Казахстана — 0,66: водообеспеченность местным стоком, отнесенная на 1 км^2 территории,— 5,76 тыс. м^3/год. Для Тургайской области эти значения соответственно равны 1,05; 1,05; 9,38.

В настоящее время в Кустанайской области имеется 7 водохранилищ объемом более 1 млн м^3 (см. табл. 6). Из перечисленных искусственных емкостей Каратомарское, Верхне-Тобольское и Кустанайское водохранилища имели исключительное значение для освоения богатейших запасов железных руд Кустанайской области и развития крупнейших в стране горнорудных предприятий. В Тургайской области функционирует одно Жаксинское водохранилище на р. Бель-Агач емкостью полной — 2,2, полезной — 2,1 млн м^3 сезонного регулирования.

Район относительно богат подземными, водными ресурсами, западная часть его (1956 г.) — Карабалыкский, Орджоникидзевский, Джетыгаринский, Камышинский административные районы. Здесь могут быть получены для водоснабжения пресные воды из больших глубин. В центральной части региона (между реками Тобол и Убаган) имеются значительные ресурсы подземных вод, пригодных для практического использования.

В наихудшем положении по наличию подземных водных ресурсов находится восточная часть региона.

По данным [14], имеют подземные водные ресурсы в современных (1987 г.) границах: Кустанайская область—всего 2,16 млрд м^3, из них с минерализацией (г/л): до 1—0,11; от 1 до 4—0,40; от 3 до

5—0,31; от 5 до 10—1,26; Тургайская область — всего 0,36 млрд м³, из них с минерализацией (г/л): до 1—0,1; от 1 до 3—0,08; от 3 до 5—0,16; от 5 до 10—0,02 млрд м³.

Утвержденные запасы подземных вод на 1.01.85 г. составляют в Кустанайской области — 0,22, из них по категориям А+В — 0,13, в Тургайской — соответственно 0,09 и 0,06 млрд м³.

Таким образом, суммарные располагаемые водные ресурсы речных систем и подземных вод в современных условиях равны: в Кустанайской области — 1,04, в Тургайской — 1,14 млрд м³/год.

Северо-Казахстанская область

Расположена в северной части Казахстана, занимает площадь 44,3 тыс. км², по устройству поверхности в целом представляет равнину с абсолютными отметками в пределах 112—200 м. Наиболее пониженные участки территории находятся в пойме р. Ишим, имеют отметки в районе Петропавловска 85 м. Граничит на востоке с Омской, на юге — с Кокчетавской, на западе — с Кустанайской, а на севере — с Курганской и Тюменской областями РСФСР.

Средняя температура наиболее холодного месяца (января) составляет —18—19°С, наиболее теплого (июля) — +18—19°С. Теплый период (когда среднесуточная температура больше нуля) колеблется от 188 до 195 дней.

Средняя годовая скорость ветра изменяется от 3,6 м/с в с. Булаево до 5,0 и 5,6 м/с соответственно в с. Благовещенко и Петропавловске. Скорость ветра в зимнее время достигает 15 м/с [15].

Область относится к зоне недостаточного увлажнения. Годовая сумма осадков на юго-востоке составляет 280—300 мм, на северо-востоке — 360 мм, причем в теплый период их выпадает в среднем 78%, в зимний — 22.

Гидрография области в целом характеризуется почти полным отсутствием речной сети и наличием большого количества озер. Большинство водотоков, кроме рек Ишим и Нижний Бурлук, имеют сток только в весенний период снеготаяния. Основными водными артериями здесь являются реки Ишим и Нижний Бурлук.

Р. Ишим имеет протяженность в пределах области около 500 км. Истоки ее и зона формирования расположены на северных окраинах Казахского мелкосопочника. В пределах Северо-Казахстанской области она протекает транзитом и не принимает, кроме р. Нижний Бурлук, сколько-нибудь значительных притоков. Р. Нижний Бурлук протекает по территории области нижним течением протяженностью всего около 40 км и вместе с правым притоком р. Сары-Узек берет начало в Кокчетавской области.

На территории области, по данным [15], насчитывается 2030 озер, из них около 1550 бессточных. Проточные озера расположены главным образом в пойме р. Ишим и древней долине р. Камышловки, они заполняются в основном водами реки в период весеннего половодья и частично атмосферными осадками. Озера в большин-

стве своем небольшие, около 89% имеют площадь зеркала менее 1 км², мелководные — 1,5—3,5 м². Наиболее крупные озера — Тарангул, Становое, Кан, Сиверга — имеют площадь зеркала до 30—50 и даже 262 км² (оз. Чаглы-Тенгиз). Вода в подавляющем большинстве озер (93,4%) пресная.

В области имеется только 2 водохранилища объемом более 1,0 млн м³ — Сергеевское и Петропавловское. Сергеевское водохранилище расположено на р. Ишим, на 1179-м км от устья, максимальный напор на плотине — 30,0 м, емкость по проекту соответственно: полная — 633,0, полезная — 695 млн м³. Площадь зеркала при НПУ 138,0 м — 116,8 км², регулирование стока многолетнее. Петропавловское водохранилище расположено на р. Ишим от устья на 889-м км, максимальный напор на плотине — 6,0 м, полная емкость — 19,2, полезная — 16,1 млн м³, площадь зеркала при НПУ 92,2 м — 9,7 км², сезонное регулирование стока. Енбекское водохранилище имеет объем 15,0 млн м³, Мальцевское — 1,04.

Как указано выше, в области нет других рек и временных водотоков, кроме Ишима и Нижнего Бурлука, воды которых являются транзитными. Нет достоверных данных о местном стоке, аккумулирующемся в многочисленных озерах и западинах рельефа. Испарение с зеркала озера в 2 и более раз превышает величину осадков, а усыхание озер не происходит [5], следовательно, имеет место значительный приток с водосборной площади. Норма стока с 1 км² колеблется в пределах 6,5 л/с на севере и юге и 0,3 — на западе и востоке. Около 90% озер являются пресными и могут быть существенным источником для сельскохозяйственного водоснабжения примыкающих к ним районов.

Таким образом, поверхностные водные ресурсы области почти целиком представлены стоком р. Ишим, проходящей по территории транзитно. По данным [16], среднемноголетний годовой расход ее в створе с. Марьевка — 51,5, Петропавловска — 57,5 м³/с. Сток Ишима сильно меняется как в разрезе многолетия, так и внутри года. Так, согласно [15], соотношение между максимальным и минимальным расходами составляет 5, а за период весеннего снеготаяния проходит в среднем 90% годового стока. Суммарный среднегодовой сток, формирующийся в пределах области, по данным [14], равен 0,31 млрд м³.

Подземные водные ресурсы незначительны. Верхние водоносные горизонты залегают на глубине от 10—15 до 30 м и более, нижние — до 60—100 м поверхности. Дебиты скважин составляют около 0,1—0,2 л/с. По данным [14], утвержденные запасы подземных вод по состоянию на 1.01.85 г. равны всего 0,01, в том числе А+В — 0,01, а прогнозные эксплуатационные минерализацией до 10 г/л — 1—0,61 млрд м³, из последних до 1—0,03; от 1 до 3—0,05; от 3 до 5—2,0; от 5 до 10 г/л — 0,33 млрд м³/год.

Суммарный объем водных ресурсов (поверхностных и подземных) области равен 0,32 млрд м³/год.

Площадь ее составляет 78 тыс. км^2, на востоке она граничит с Павлодарской, на юге — с Целиноградской, на западе — с Кустанайской, на севере — с Северо-Казахстанской областями, на северо-востоке — с Омской областью РСФСР.

По характеру рельефа территория является переходной от Центрального казахского мелкосопочника к Западно-Сибирской низменности (Ишимская степь). На юге и юго-востоке располагаются Кокчетавские горы с наибольшей отметкой 887 м, Жаксы-Жалгызтау (730 м над ур. м.), горные массивы Имантау (662 м), Аиртау (610 м) и Зерендыкские горы (53 м). Наиболее пониженные участки занимают долины Ишима и Чаглинки, древняя долина Жалды-Узек, озерный район к северо-востоку от оз. Чаглы-Тенгиз. Абсолютные отметки этой части колеблются в пределах от 200 м на западе до 100—70 на востоке [17].

Климат области резко континентальный, засушливый, количество осадков небольшое, значительный дефицит влажности, испарение довольно интенсивное, лето жаркое, зима суровая. Температура холодного периода (январь) колеблется от —14,7°С (в районе курорта Боровое) до —19°С (гм/ст. Чаглинская), в летнее время (июль) соответственно +17,9°С (Айдабулакский завод) и +19,8°С (Боровое, курорт). Абсолютный максимум температуры воздуха достигает +40°С, минимум —46°С.

Средняя скорость ветра по территории области составляет 4—5 м/с, но часто достигает 8—9 м/с.

Годовое количество осадков колеблется в пределах от 250—280 мм в равнинной части до 400 мм в возвышенной зоне области (в районе курорта Боровое). За период наблюдения наибольшая годовая сумма осадков достигла 576 мм (в 1928 г. в Боровом), а наименьшая — 110 мм (в 1952 г. в районе Новосухотино). Основное количество осадков приходится на летний период (апрель—октябрь) — 220—285 мм, или 70—85%, зимний (ноябрь—март) — 40—110 мм, т. е. 15—30% годовой суммы осадков.

Годовая норма осадков и ее распределение за теплый и зимний периоды в некоторых пунктах таковы [17]: Айдабулакский завод — 264, 228, 36 мм; Аиртауский — 288, 228, 69; Боровое (курорт) — 383, 282, 101; Володарское — 321, 254, 67; Кокчетав — 263, 222, 41; Рузаевка — 289, 223, 66; Срымбет — 338, 266, 72; Щучинск — 279, 232, 47; Зеренда — 282, 230, 52 мм.

Гидрография области представлена в следующем виде [17].

Густота речной сети в равнинной части колеблется от 2 до 9, в возвышенной — от 10 до 20 км на 100 км^2. Всего насчитывается 100 водотоков длиной более 10 км, причем большинство из них — временные, протяженностью до 100 км. Рек длиной более 100 км — 6, а свыше 200 км — всего одна (Чаглинка). Важнейшие сведения по 29 наиболее крупным рекам и временным водотокам области, по данным [17], приводятся в табл. 9.

Таблица 9. **Характеристика основных рек и временных водотоков в Кокчетавской области в пределах ее границы**

Река	Место впадения	Длина реки, км	Площадь водосбора, км²	Средний уклон реки, %
Бассейн р. Ишим				
Ишим	Р. Иртыш	191	155000	—
Арчалы	Р. Колутон	72	4160	0,8
Кен-Ащи	Р. Арчалы	39	450	1,2
Конырсу	Р. Ишим	46	735	2,4
Аккан-Бурлук		176	6720	1,0
Бабык-Бурлук	Р. Аккан-Бурлук	84	1300	1,9
Кулан-Айир		40	1370	2,8
Шарык		68	1170	2,2
Нижний Бурлук	Р. Ишим	177	4630	1,1
Сары-Узек	Р. Нижний Бурлук	66	564	2,0
Бессточные бассейны рек области				
Камысакты	Оз. Тарангул	106	1800	1,1
Сары-Узек	Оз. Жолдыбай	42	891	2,6
Чаглинка	Оз. Чаглы-Тенгиз	234	9220	1,3
Кошкарбайка	Р. Чаглинка	49	524	2,5
Кылшакты	Оз. Копа, р. Чаглинка	104	1010	2,1
Жанысу	Оз. Алабота	50	1200	2,6
Жарык, лог		26	554	2,4
Таттымбет	Оз. Мамай	54	575	2,4
Атан	Оз. Атансор	20	961	1,4
Сага	Оз. Коксенгирсор	66	1410	2,2
Карасу		96	1200	1,4
Мухор-Узень	Теряется	21	614	2,7
Шат	Р. Ищису	72	2820	1,8
Карашат	Р. Шат	42	2170	1,7
Карасу	Оз. Улькен-Карой	52	5750	1,0
Ащису	Р. Карасу	80	4570	1,0
Талдысай	Оз. Теке	34	495	2,7
Кыздын-Карасу	Оз. Селекты-Тенгиз	54	1150	1,9
Шат (Шад)	Теряется	28	430	3,8

Самым крупным водотоком является р. Ишим с притоками Аккан-Бурлук и Нижний Бурлук. Это одна из крупных рек в Казахстане, берет начало за пределами области — на северной окраине Казахского мелкосопочника, общая ее длина — 2451 км (в пределах области — 191 км), площадь водосбора—155 тыс. км², среднегодовой расход (наибольший в пределах области) — около 43 м³/с.

В центральной части района протекает р. Чаглинка, вторая по величине после р. Ишима, имеющая важное народнохозяйственное значение. Длина ее — 234 км, площадь водосбора — 4200 км²,

среднегодовой расход на всем протяжении меняется от 1,07 до 1,63 м³/с [17], впадает в бессточное оз. Чаглы-Тенгиз.

Притоки р. Ишима Аккан-Бурлук, Нижний Бурлук и Чаглинка по размерам русла значительно уступают р. Ишим. К более значительным рекам на равнинной части территории области относятся Шат, Ащису, Карасу, Кыздын-Карасу, которые также имеют важное водохозяйственное значение.

На территории области имеется 1515 озер, около 85% имеют площадь зеркала менее 1 км². Количество пресных озер равно 1320, или 87% от всех:

Площадь зеркала озера, км²	Пресные	Соленые	Всего
0,1—1,0	1172	108	1280
1,1—5,0	101	30	131
5,1—10	27	29	56
11—50	17	20	37
51—100	2	4	6
100	1	4	5
Итого	1320	195	1515

На востоке, западе и северо-западе Кокчетавского горного массива находится около 50 озер, среди них такие известные, как Боровое, Большое и Малое Чебачье, Майбалык, Щучье и Балпашские. Их отметки над уровнем моря, м: Щучье — 398, Боровое — 321, М. Чебачье — 307, Б. Чебачье — 305, Майбалык — 304. Наибольшая длина озер — 5—9 км, ширина — 2—4 км (Боровое, Щучье, Б. Чебачье, М. Чебачье), средняя глубина — от 4,3 (Боровое) до 17 м (Щучье), наибольшая — 37 м (Б. Чебачье).

Кроме того, внутри горного массива имеются небольшие озера (Лебединое, Горное, Карасье), в пределах степного мелкосопочника — Аккуль, Тенеккуль, Чибаккуль, Джайнак и др. В западной части района находятся озера Челкар, Имантау, Саумалкуль, Зерендинское и др. Большая часть озер области приходится на степную часть, среди них самым крупным является Селеты-Тенгиз (в Ишимо-Иртышской степи), вода в нем горько-соленая.

Данные по основным озерам области приводятся в табл. 10.

Водные ресурсы области, как и в других районах, складываются из запасов и систем рек и временных водотоков, а также озер и подземных вод.

Государственным гидрологическим институтом во второй половине 50-х годов проведены масштабные исследования по оценке объемов поверхностных водных ресурсов. Основные стоковые характеристики наиболее крупных рек области, по данным [17], приведены в табл. 11.

Данные таблицы несколько расходятся с современными, что объясняется удлинением продолжительности наблюдений и интенсивным использованием водных ресурсов в связи с бурным разви-

Таблица 10. **Характеристика основных озер Кокчетавской области**

Озеро	Площадь, км²		Отношение площади озера/водосбора	Минерализация воды
	зеркала озера	водосбора		
Западная, юго-западная и южная, преимущественно возвышенные части области				
Айдабуль	15,4	125	0,12	П
Зерендинское	10,7	97,7	0,10	П
Белое	16,6	67,3	0,25	С
Имантау	48,9	483	0,10	П
Якши-Янгизтау	43,2	447	0,10	П
Чалкар	33,4	209	0,16	С
Жалдырь	1,1	445	—	П
Б. Кошкуль	15,0	—	—	Г-с
М. Кошкуль	8,4	118	0,08	С
Саумалкуль	24,3	187	0,13	С
Калмыккуль	52,6	—	—	С
Даулет	3,0	105	0,03	С
Жамантуз	9,1	54,5	0,17	С
Боровое	10,5	164	0,06	П
Б. Чебачье	26,0	150	0,17	П
М. Чебачье	21,4	139	0,15	С
Щучье	18,6	64,4	0,29	П
Котыркуль	5,8	29,9	0,19	П
Жукей	22,3	160	0,14	С
Итеймен	57,4	1150	0,05	С
Котыркуль	16,6	140	0,12	С
Мамай	44,5	954	0,05	С
Шошкалы	22,1	352	0,0[illegible]	П
Центральная, северная и восточная равнинные части области				
Улу-Куль	16,4	202	0,08	П
Жолдыбай	25,9	—	—	С
Копа	13,1	3860	—	П
Жамантуз	30,9	350	0,09	Г-с
Кумдыкуль	26,3	233	0,11	П
Сасыккуль	13,6	503	0,03	П
Чаглы-Тенгиз	240	10900	0,02	П
Калибек	110	2660	0,05	С
Алабота	22,4	2270	0,01	С
Киши-Карой	102	2090	0,05	Г-с
Алтайсор	5,9	1310	0,005	С
Атансор	26,7	1160	0,02	С
Коксенгирсор	45,0	3040	0,15	Г-с
Жамантуз	29,6	—	—	С
Селеты-Тенгиз	777	23400	0,03	С
Теке	265	4240	0,06	Г-с
Улькен-Карой	Прсх (4,62)	7490	(0,001)	Г-с

Примечание. П — пресное, С — соленое, Г-с — горько-соленое.

Таблица 11. **Средний многолетний годовой сток рек**

Река	Пункт	Площадь водосбора, км²	Средний за многолетний период		
			расход воды, м³/с	модуль стока, л/с с 1 км²	объем годового стока, млн м³
Иртыш	Г. Тобольск	956 000	2280	2,25	71820
Ишим	Г. Акмолинск	7400	5,80	0,78	183
	С. Камен. Карьер	86200	41,4	0,48	1304
	Г. Петропавловск	118 000	61,2	0,52	1923
Джабай	Г. Атбасар	8530	6,00	0,70	189
Аккан-Бурлук	С. Григорьевка	6520	3,91	0,60	123
Нижний Бурлук	С. Соколовка	4070	2,20	0,54	69,3
Чаглинка	С. Павловка	1750	0,89	0,51	28,0
	Еленовский мост	2740	1,20	0,44	37,8
	Пос. Северный (с. Б. Изюм)	8360	1,42	0,17	44,6
Селеты	С. Ильинское	12500	5,40	0,43	170
Кен-Ащи	С. Ново-Алексеевка	310	0,27	0,87	8,50
Шарык	Аул Маданьят	472	0,69	1,46	21,7
Лог б/назв.	Свх. Ломоносовский	132	0,011	0,08	0,35
Камысакты	С. Лавровка	968	0,24	0,25	7,55
Сага	Пикет	803	0,031	0,038	0,98
Карасу	С. Карасу	1170	0,080	0,068	2,52
Шат	С. Даут	2470	0,086	0,035	2,71
Ащису	С. Тогыз-Камыс	1820	0,29	0,16	9,14
Талдысай	Аул Талдысай	481	0,16	0,34	5,04
Кыздын-Карасу	2-я ферма клх. «Прожектор»	706	0,016	0,023	0,50

тием народного хозяйства области начиная с 50-х годов, особенно сельского хозяйства, в результате освоения огромной площади целинных земель, а также вследствие последнего, сильного нарушения режима формирования поверхностного стока.

Объем годового стока очень изменчив. Достаточно указать, что, по данным [17], амплитуда колебаний модульных коэффициентов составляет от 5—10 в многоводный (1% обеспеченности) до 0,3—0,0 в маловодный год (75—99% обеспеченности). Коэффициент вариации годового стока рек области колеблется от 0,75—0,8 для водотоков в массивах Кокчетавских гор с постоянным течением до 2,00 на реках засушливой равнинной части.

Внутри года сток также резко изменчив. Так, во время весеннего половодья проходит 85—100% годового стока, в летне-осенний период (июль—сентябрь) на реках с постоянным течением сток составляет всего 3—4% годового объема.

Водные ресурсы естественных озер очень малы, они не могут служить серьезным источником водообеспечения народного хозяйства. Водный баланс некоторых бессточных непересыхающих озер, по данным [17], дается в табл. 12.

Таблица 12. **Водный баланс бессточных непересыхающих озер, млн м³**

Озеро	Приход				Расход (испарение)
	С водосборной площади	Осадки на водную поверхность	Накопление снега на льду	Всего	
Чалкар	11,1	7,20	2,10	20,4	20,4
Солдаткуль	0,53	0,29	0,03	0,84	0,84
Зерендинское	3,80	2,40	0,70	6,90	6,90
Майбалык	0,40	0,26	0,03	0,69	0,69
Малое Чебачье	7,23	5,00	0,55	12,78	12,78
Саумалкуль	8,40	5,40	1,3	15,1	15,1
Арык-Балык	0,70	0,48	0,16	1,34	1,34
Карагайчик	0,72	0,48	0,16	1,36	1,36
Куспек	2,03	1,39	0,46	3,88	3,88
Малое Тюктинское	0,86	0,53	0,15	1,54	1,54
Мамай	18,1	9,4	1,2	28,7	28,7
Улу-Куль	7,35	4,02	1,05	12,42	12,42
Шошкалы	9,9	5,6	1,2	16,7	16,7
Жаркуль	0,63	0,35	0,19	1,17	1,17
Узун-Куль	0,47	0,34	0,17	0,98	0,98
Б/назв. у села Шок-Пак	0,35	0,22	0,15	0,72	0,72
Обалыкуль	0,062	0,03	0,016	0,108	0,108

В области имеется только одно искусственное водохранилище емкостью более 1 млн м³ — Чаглинское, которое характеризуется следующими данными: оно расположено на р. Чаглинке в 78,8 км от ее устья, максимальный напор на плотине — 18,0 м, емкость (соответственно): полная — 28,0, полезная — 27,2 млн м³, площадь зеркала (НПУ — 254 м) — 6,6 км², регулирование стока многолетнее.

По данным [14], ресурсы поверхностных вод, формирующихся в пределах области, составляют 0,6 млрд м³/год.

Подземные водные ресурсы в области ограничены. Грунтовые воды залегают на глубине 2 м и используются только для водоснабжения мелких хозяйств (животноводческих ферм, полевых станов и т. п.). Утвержденные на 1.01.85 г. запасы подземных вод составляют всего 0,05 млрд м³/год, в том числе А+В — 0,04, а прогнозные эксплуатационные с минерализацией до 1,0 г/л — 0,10, от 1 до 3—0,62, от 3 до 5—0,03, от 5 до 10—0,32, всего 1,08 млрд м³/год.

Таким образом, общий объем потенциальных водных ресурсов (поверхностных и подземных) Кокчетавской области равен 6,65 млрд м³ в год.

Целиноградская область

Она занимает 90,2 км² западной окраины Казахского мелкосопочника. Рельеф поверхности — преимущественно холмистая рав-

нина с преобладающими отметками 300—400 м, есть и горные массивы до 700—800 м. Вдоль границы на севере располагаются Кокчетавские горы, имеющие среднюю высоту около 400—500 м, на восточной части — Ерментауские горы с наибольшими отметками до 800—850 м, на южной окраине — отроги гор Улутау высотой до 640—700 м, на западе — равнины Тургайской области.

Климат резко континентальный с большой амплитудой колебаний температуры воздуха. Так, абсолютный минимум в наиболее холодный период (январь—февраль) в отдельные годы достигал 50—51°С, самый теплый месяц (июль) — максимум 40—43°С (амплитуда превышает 90°С). Средняя температура в указанные месяцы составляет соответственно —16, —19 и +19, +21°С.

Средняя скорость ветра равна 4,5—5,5 м/с, число безветренных дней — 50—70.

Годовая сумма осадков в северной части — 300—350 мм, в южной — 200, по данным [18]. В течение года осадки поступают очень неравномерно. Так, на холодный период (XI—III) приходится 25—30% годовой суммы. В течение теплого сезона (IV—X) выпадает в северных районах 200—220, в южных — 180—140 мм осадков. Максимум осадков приходится на июль, минимум — на февраль—март. Величина осадков в многолетнем разрезе сильно меняется: в исключительно дождливые и многоснежные годы составляет 500—600 мм в северных, 400 — в южных районах. В особо засушливые годы сумма осадков снижается до 50—100 мм.

Гидрографическая сеть области — реки, временные водотоки и озера — обусловлена указанным выше характером поверхности.

Основной водной артерией здесь является р. Ишим. Она имеет ряд довольно крупных притоков, стекающих на севере с Кокчетавской возвышенности, на юге — с отрогов Улутау. К бассейну р. Ишим, имеющей внешний сток, относится более половины территории области. Остальная ее часть — зона замкнутого стока, к ней принадлежит район Тенгиз-Кургальджинской впадины и примыкающих к ним бассейнов рек Нуры, Кулан-Утпес и ряда других водотоков, выпадающих в бессточные озера Тенгиз, Кургальджин, Кирей, Кипшак, Кожакуль.

По северо-восточной части области протекает р. Селеты, впадающая в бессточное озеро Селеты-Тенгиз. Общее количество рек и временных водотоков длиной более 10 км — около 400, основные сведения по наиболее крупным из них, по данным [8], приведены в табл. 13.

Густота сети рек и временных водотоков по территории колеблется от 0—0,5 до 2,0—0,3 км/км². Наибольшие значения она имеет в верховьях водосборов рек Терс-Аккан, Джабай, Ишима (возвышенности Кокчетавская, Улутау, Нияз, Ерментау). Наиболее крупные временные водотоки достигают длины 100—150 км при площадях водосбора до 3 тыс. км² и более (Кирей, Кипшак и др.). Водотоки области, за исключением основных рек, имеют сток главным образом в весенний период [18].

Таблица 13. **Основные реки и временные водотоки в пределах Целиноградской области**

Река	Куда впадает и с какого берега		Площадь водосбора, км²	Длина реки, км
Бассейн р. Селеты				
Селеты	Оз. Селеты-Тенгиз		15 400	302
Акмурза	Оз. Селеты	(п)	2780	97
Ащилыарык		(л)	3520	96
Кедей (Кумя)		(п)	2250	92
Бассейн р. Ишим				
Ишим	Р. Иртыш		84 300	1030
Шортанды	Р. Ишим	(п)	350	34
Моилды	»		762	70
Колутон	»		17 400	223
Талкара	Р. Колутон	(п)	2300	68
Баксук	»		4930	171
Арчалы	»		2260	102
Джабай	Р. Ишим	(п)	8150	168
Саркрома	Р. Джабай	(л)	1500	79
Ащилы	»		1060	58
Жиландинка	»	(п)	3650	140
Жаман-Кайракты	Р. Ишим	(п)	1640	106
Жаксы-Кайракты	»		970	50
Терс-Аккан	»	(л)	16 600	245
Кайракты	Р. Терс-Аккан	(п)	3890	84
Тасты-Талды	Р. Ишим	(л)	1540	72
Каракол	»		1620	92
Кызылсу	»	(п)	2670	91
Бассейн внутренних бессточных вод				
Нура	Оз. Тенгиз		9460	406
Кулан-Утпес	»		26 000	165
Кон	Оз. Кулан-Утпес	(л)	11 600	220
Жаксы-Кон	Оз. Кон	(л)	4070	160
Жаман-Кон	»	(п)	5780	108
Ащилы	Оз. Жаман-Кон	(п)	2610	98
Кирей	Оз. Кирей		3490	100
Кипшак	Оз. Кипшак		2410	111

Примечание. п — с правой стороны, л — с левой.

В районе насчитывается около 400 озер, из которых 90% имеют площадь зеркала менее 1 км². Крупнейшие озера области и всего Северного Казахстана Тенгиз (площадь зеркала 1590 км²) и Кургальджин (330 км²) являются водоприемниками рек Нуры и Кулан-Утпес. Аналогичную роль играет значительная группа озер, являясь конечными разливами рек и временных водотоков. Проточных озер немного, в основном в нижнем течении р. Нуры (оз. Быртабан, Шолан-Шалкар и др.).

Большую работу по определению стока основных рек области провел Государственный гидрологический институт (ГГИ), данные его приведены в табл. 14.

Приведенная выше информация о поверхностных запасах воды устарела, тем не менее является полезной для оценки общей картины. Уточненный среднегодовой объем стока, формирующегося в пределах территории области, в сумме равен 1,28 млрд м³/год [14]. Различие в объемах объясняется тем, что часть стока связана с

Таблица 14. **Сток основных рек Целиноградской области,** млн. м³

Река	Средний за год	Обеспечение стока на территории района		
		среднемноговодное (10%)	маловодное (80%)	очень маловодное (97%)
Селеты	44	104	8,1	0,79
Акмурза	141	333	27,9	3,2
Кедей (Кумя)	61	140	13	1,7
Уленты	39	94	7,2	0,76
Ишим (Вишневск)	59	140	11	1,2
Акмолинск	100	223	25	3,8
Новочеркасск	57	132	12	2
Атбасарск	83	196	18	2
Киймин	517	1279	70	12
Баранкуль	30	60	6	1
Есиль	405	980	72	11
Колутон	70	160	5	3
Шортанды	15	37	2,2	0,16
Калининск	61	145	10,8	1
Новочеркасск	11	26	2	0,24
Калининск	3	6	1	0,04
Баксук (Макинск)	107	252	21	2,6
Калининск	25	61	3,5	0,23
Арчалы (Макинск)	22	52	4,9	0,47
Калининск	7	18	1,1	0,10
Джабай (Балкашинск)	25	57	5	0,60
Атбасарский	29	67	6,2	0,92
Терс-Аккан (Баранкуль)	147	327	38	6,4
Нура (Целиноград)	211	485	47	6,4
Кургальджин	—9	—10	—6	—1,5
Кулан-Утпес	—28	—57	—11	—2,5
Кон	74	188	7,8	0,41
Кирей	56	144	4,9	0,18
	21	54	1,7	0,06

территорией, отошедшей из Целиноградской области в Тургайскую при ее образовании, происходившем после появления работы [18], а также интенсивным использованием водных ресурсов в сельском хозяйстве в связи с освоением целинных и залежных земель.

Около 90% годового стока указанных в таблице рек проходит недолгий весенний период. Годовой объем стока рек в многолетнем разрезе сильно меняется. Так, соотношение наибольших и наименьших величин среднегодовых расходов воды на реках Ишим, Селеты, Нуры и др. достигает 50—70. В многоводные годы объем

стока превышает норму в 4—7 раз. В маловодные модульные коэффициенты стока составляют 0,10—0,05 и менее.

Наиболее крупные реки области — Ишим и Нура. По данным [18], норма годового стока р. Ишим в створе с. Каменный карьер, в 1035 км от ее истока, равна 41,4 м³/с, р. Нуры у с. Романовского (в 518,8 км от истока) — 16,5, в устье (оз. Тенгиз) — 8,0 м³/с.

Таблица 15. **Водный баланс непересыхающих бессточных озер,** млн м³

Озеро	Приход				Расход (испарение)
	Приток с водосборной площади	Осадки на водную поверхность озера	Накопление снега на льду озера	Всего	
Кундукуль	2,62	1,85	0,46	4,93	4,93
Байдалы	1,06	0,40	0,08	1,54	1,54
Карагайлыкуль	0,54	0,15	0,04	0,73	0,73
Борлыкуль	0,96	0,26	0,06	1,28	1,28
Узынкуль	2,69	0,86	0,19	3,74	3,74

Большинство малых рек временных водотоков имеет сток только в весенний период, в остальное время года они пересыхают или разбиваются на плес размерами от 0,5 до 2,0 км [18], зачастую — 3—5, в отдельных случаях — 10 км. Наиболее крупные плесы встречаются на Ишиме, Нуре и на их притоках (рр. Терс-Аккан, Колутон и др.). Глубина плесов в среднем составляет 2—3 м, некоторых из них до 4—5 м и более, объемы их бывают небольшими (10—20 тыс. м³), средними (100—200 тыс. м³), крупными (0,5—2,5 млн м³). Поверхностную воду, аккумулированную в плесах, нельзя рассматривать как дополнительные водные ресурсы, однако их легче использовать; суммарный объем стока в плесах области (в прежних границах) равен 2,5 млн м³. Глубокие плесы, особенно имеющие грунтовое питание, являются довольно надежными источниками водоснабжения сельского хозяйства на прилегающей к ним территории. Значительная часть талых вод многочисленных временных водотоков стекает в бессточные понижения рельефа.

В Целиноградской области в настоящее время имеется 24 искусственных водохранилища объемом более 1,0 млн м³. Основные характеристики наиболее крупных из них приводятся в табл. 15. Наиболее крупными водохранилищами, обеспечивающими многолетнее регулирование стока рек Ишима и Селеты, являются Вячеславское и Селетинское.

Подземными водными ресурсами (пресными) относительно богаты северные и восточные возвышенности, местами облесенные зоны, менее обеспечены западная и южная части равнинной территории области. По данным [14], прогнозные эксплуатационные запасы подземных вод составляют всего 0,54 млрд м³ в год, из них с минерализацией, г/л: до 1—0,14, 1÷3—0,38; 3÷5—0,02; как вид-

но, в основном они довольно пресные. Утвержденные запасы этого вида водных ресурсов по состоянию на 1.01.85 г. равны всего 0,09 млрд м³, в том числе категории А+В 0,07. Из приведенных данных следует, что область бедна подземными водами.

Таким образом, суммарный объем регулярных водных ресурсов в год средней водности 1,35 млрд м³, что при составлении водохозяйственного баланса должно быть принято как его приходная часть.

Павлодарская область

Расположена в северо-восточной части республики, территория ее равна 127,5 км². По характеру рельефа область делится на две части: возвышенную (восточная оконечность Центрального Казахстанского мелкосопочника) и равнинную. Мелкосопочник находится на юго-западе, занимая около 30% ее территории. Остальная часть представляет собой равнину в зоне Прииртышья, на севере сливается с Барабинской, на востоке с Кулундинскими степями Западной Сибири.

Наиболее глубокие межгорные впадины Джасыбай, Сабындыкул, Торайгыр заняты озерами. Первые две из них имеют отметки соответственно 397 и 453 м. Район Баянаульского горного массива, превращенный в природный национальный парк, является жемчужиной не только Павлодарской области, но и всего Казахстана. Прииртышская впадина имеет абсолютные высоты от 200 м у подножий мелкосопочника до 100 м и менее на севере области.

Климат области резко континентальный. В самом теплом месяце июле температура в равнинных районах колеблется в пределах от 20,4 до 22,4°С, максимальная ее величина доходит до 35—40°С, абсолютное же значение — 42°С (1940 г.). В январе — наиболее холодном месяце — среднемесячная температура равна, °С: в равнинной части — 18—19, в районе мелкосопочника (в Баянаульских горах) — 12,3, максимальная ее величина составила —40°С, абсолютный же минимум —47, —48°С (в 1907 г. в Павлодаре).

Средняя скорость ветра равна 4—5 м/с, в равнинной части — 3,5—5,6, в районе Баянаульских гор — 2,7—3,8 м/с. В центральной части области ветреная погода занимает примерно 95% времени, штиль — 5—6%.

Годовая сумма осадков в среднем составляет 200—300 мм, в Баянаульских горах — 300 мм. Распределение осадков по территории неравномерно: в среднем на севере 300 мм, востоке — 250, юго-западе — 250—280, в центральной части — до 230—240 мм. Распределение осадков внутри года, % от годовой суммы: в южной части Заиртышья в теплый период (IV—X) — 70, в холодный — 30, а в остальной части — соответственно 80 и 20.

Гидрографическая сеть области определяется главным образом двумя реками — Иртыш и Чидерты, а также временными водотоками. Общее количество рек и непостоянных речушек длиной более

10 км (не считая притока в долине р. Иртыша) составляет около 130. Распределение водотоков по длине следующее: от 10 до 50 км — 117, от 51 до 100—7, от 101 до 200—0, от 200 до 500—5 (Чидерты, Уленты, Ащису, Тундук и Селеты) и более 500 км — одна р. Иртыш [10]. Таким образом, около 90% водотоков имеет длину до 50 км и лишь 10% — более 50 км. Густота речной сети (местной) на юго-западе 0,2, в зоне перехода мелкосопочника в равнину — 0,04—0,02 км на 1 км^2.

Одной из крупнейших артерий Казахстана является р. Иртыш. Она берет начало на территории Китайской Народной Республики и впадает в Обь в районе г. Хантымансийска. В пределах республики она прорезает территорию Восточно-Казахстанской, Семипалатинской и Павлодарской областей. В зоне рассматриваемого региона норма ее стока составляет в створах: с. Семиярска — 28,4, Павлодара — 27,2 и с. Чарва — 26,2 млрд м^3/год. Распределение годового стока внутри года примерно следующее, %: в период половодья — 59—64, летне-осенней межени — 19,22, зимние месяцы — 12—17. Коэффициент вариации годового стока равен в створах с. Семиярска 0,22, Павлодара — 0,22, с. Чарва — 0,23.

Р. Иртыш в пределах области (на протяжении 720 км) не имеет притока. В верхней ее части ширина долины расширяется от 2—3 до 10—15 км. Правый берег преимущественно крутой, высокий, 15—20 м (с. Лебяжье, г. Павлодар), у села Бобровки — 30 м, левый склон пологий.

Р. Чидерты является бессточным водотоком Ишим-Иртышского междуречья. После пересечения железной дороги Целиноград—Павлодар она выходит на равнину и впадает в оз. Шаганак. Ее среднегодовой сток в створе свх. Экибастуз составляет 34,4 млн м^3, по сезонам года он распределяется так, %: весенний период — 82, летне-осенний — 15, зимний — 3. Колебания годового стока весьма значительны; так, модуль стока изменялся от 0,006 в 1946 г. до 0,74 л/с с 1 км^2 в 1948 г., т. е. почти в 125 раз.

Площади водосборов рек Чидерты, Ащису, Тундук и Уленты колеблются в пределах от 4000 до 15 000 км^2. Эти и некоторые другие реки в горной части имеют постоянное течение, а на остальном участке после прохождения весеннего половодья пересыхают (за исключением р. Чидерты) или разбиваются на плесы размерами от нескольких десятков до 400 м, а в отдельных случаях до 1,5 км.

Для задержания ручьев и склонов в области построены многочисленные пруды, что особенно часто встречается в северной части, объемы их колеблются от 3—4 до 25 тыс. м^3, у некоторых достигают 150 тыс. м^3.

На территории области насчитывается около 1200 озер с суммарной водной поверхностью около 2300 км^2, или 2% общей ее площади. Классификация их по размерам и минерализации дается в табл. 16.

Наиболее крупными озерами с площадью зеркала воды более

50 км² являются Кызылкак, Жалаулы, Як-Булат, Маралды, Шуйрексор, все они соленые. Богат озерами северо-восток, меньше их на юго-западе области.

Таблица 16. **Количество озер на территории Павлодарской области**

Площадь зеркала озера, км²	Пресные		Соленые		Всего	
	Число	% от общего количества	Число	% от общего количества	Число	% от общего количества
До 1	297	24,6	500	41,4	797	66,0
1,1—2,0	52	4,3	136	11,3	188	15,6
2,1—5,0	27	2,2	113	9,4	140	11,6
5,1—10,0	8	0,7	45	3,7	53	4,4
10,1—50,0	0	0	25	2,0	25	2,0
Более 50	0	0	5	0,4	5	0,4
Итого	384	31,8	824	68,2	1208	100

Водные ресурсы определяются главным образом стоком речных систем и временных водотоков, общее количество их длиной более 10 км, как указано выше, составляет 130, из них крупных — 5. Характеристика стока последних в характерные годы приведена в табл. 17.

Таблица 17. **Сток основных рек Павлодарской области,** млн м³

Река	Район	Ср. сток за год			Сток маловодн. обеспеч. 80%		
		при входе реки в пред. р-на	при выходе	приращ.	при входе реки в пред. р-на	при выходе	приращ.
Иртыш	Майский	28900	—	—	23 400	—	—
	Урлютюбинский	—	26600	—2300	—	21300	2100
Тундык	Майский	67,3	60,6	—6,7	9,0	7,4	—1,6
Ащису	Баянаульский	—	37,3	37,3	—	3,9	3,9
Чидерты	Баянаульский	45,0	61,5	16,5	4,6	6,3	1,7
»	Краснокутский	61,5	72,8	11,3	6,3	7,1	0,8
Уленты	»	23,7	28,7	5,0	2,5	3,1	0,6

Как видно, общий объем годового стока основных рек в пределах области равен 26 800 млн м³/год, из них только 70,0 млн м³ формируется в пределах рассматриваемой территории. Использование стока р. Иртыш имеет республиканское и общесоюзное значение.

Обеспечение водой населенных пунктов и отгонного животноводства в основном базируется на местных стоках, в значительной

мере аккумулирующихся в прудах, водохранилищах и понижениях рельефа местности. По данным [19], возможный объем местного стока в год средней водности при площадях водосбора 50, 100 и 200 км² составляет соответственно 895, 722, 583 млн м³/год. По расчетам ГГИ [19], около 40% местного стока поступает в пресные водоемы, остальная часть сливается в горько-соленые и соленые озера и не может быть непосредственно использована для хозяйственных целей.

Распределение поверхностного стока во времени очень неравномерно. Так, по данным [19], в многоводные годы величина стока превышает норму в 5—10 раз, а в маловодные уменьшается до 0,1—0,05. Основной объем годового стока (до 90%) приходится на весенний период.

Подземные воды в рассматриваемой области имеются в довольно значительных количествах. По данным [19], они встречаются на глубине 200—250 м (водонапорные, самоизливающиеся, с удельным дебитом 0,7—2,2 л/с, слабоминерализованные — 3 г/л). В четвертичных отложениях на глубине 10—15 м дебит колодцев достигает 0,6 л/с. В долине р. Иртыш грунтовые воды залегают на глубине 0,5—0,8 и до 3—9 м на 1—2-й надпойменных террасах. Дебит скважин колеблется от 0,3 до 1,7 л/с. В районе Павлодарской равнины грунтовые воды значительны, здесь на них базируется централизованное водоснабжение. Воды четвертичных отложений залегают на глубине 5—10 м (пресные с минерализацией 1 г/л), дебит — порядка 0,3 л/с. В третичных отложениях подземные воды залегают на глубине 25—60 м, они преимущественно пресные, с минерализацией 1—1,5 г/л, дебит — 1—3 л/с. В южной части правобережья р. Иртыш довольно богата грунтовыми водами нижнечетвертичных отложений, здесь они залегают на глубине 3—10 м на севере и более 10 м на юге района, дебит достигает 3 л/с. Подземные воды встречаются в третичных отложениях на глубине 16—150 м, в меловых — 250—600 м с дебитами до 2 л/с, воды напорные, пресные. В предалтайском плато (на юго-востоке области) подземные воды имеются в нижнечетвертичных и меловых отложениях на глубине 10—175 м, дебит скважин — до 1,5 л/с, воды слабонапорные, пресные и слабоминерализованные. Район южной части Иртышской впадины слабо обеспечен пресными подземными водами. На территории левобережья р. Иртыш грунтовые воды залегают на глубине 2,5—5,0 м, они пресные, с минерализацией до 1,5 г/л.

По данным [14], суммарные прогнозные эксплуатационные запасы подземных вод области составляют 3,36 млрд м³/год, из них с минерализацией до 1 г/л — 0,39; от 1 до 3—0,05; от 3 до 5—2,30; от 3 до 10—0,62 млрд м³/год. По состоянию на 1.01.85 г. утвержденные запасы равны всего 1,21 млрд м³/год, в том числе по категории А+В — 0,70. Как следует из этих данных, на долю пресных вод приходится всего около 12—13%, остальные воды соленые и непри-

годны для непосредственного использования для целей водоснабжения.

Таким образом, общий запас собственных водных ресурсов области в настоящее время можно оценить в 1,13 млрд м^3.

По водообеспеченности местными водными ресурсами, отнесенными на 1 км^2 площади, Павлодарская область занимает среди рассмотренных выше 8 областей Северного и Центрального Казахстана последнее место.

Подводя итоги рассмотрения водных ресурсов северных и центральных регионов Казахстана, следует сделать некоторые оговорки и выводы:

1. Нами даны характеристики по материалам Государственного гидрологического института (ГГИ), составленным еще в конце 50-х годов. В то время исходные данные были очень скудными, порой вообще отсутствовали, в связи с этим ГГИ вынужден был определять их косвенным путем и с использованием данных краткосрочных экспедиционных обследований и наблюдений. Поэтому нельзя считать, что данные ГГИ имеют высокую достоверность. Тем не менее они дают общую характеристику условия формирования и величины стока. Следует отметить и тот момент, что в те годы водные ресурсы в данной зоне, так же как и в других, использовались очень мало, и водотоки не переустраивались, в связи с чем используемые данные того времени отражают практически сстественное состояние режима рек и временных водотоков местных водных ресурсов в целом.

2. За почти тридцатилетний период после составления ГГИ указанных работ в связи с освоением огромного массива целинных и залежных земель во многих водотоках рассматриваемых нами регионов весьма существенно изменились условия формирования стока и степени их использования, так как на них оказала очень большое влияние хозяйственная деятельность человека. Как показывают исследования ряда авторов, в частности В. А. Григорьева [20], норма стока в некоторых районах уменьшилась до 50%.

Интересы водного благоустройства, важнейшие в хозяйственном отношении для рассматриваемой зоны, требуют незамедлительного широкомасштабного и глубокого изучения ее водных ресурсов. Чрезвычайная важность этого вопроса осознана еще не всеми специальными органами, ответственными за осуществление таких работ.

3. За период с конца 70-х годов Казахским гидрометрологическим научно-исследовательским институтом (КазНИИГМ), НИЭИПиН при Госплане Казахской ССР и некоторыми другими организациями были проведены обобщающие, в основном камерального характера, исследования водных ресурсов республики, в том числе регионов Северного и Центрального Казахстана, результаты вошли в работу [14]. Нами же здесь использована наиболее поздняя и достаточно достоверная информация о водных ресурсах (табл. 18, 19).

Таблица 18. **Ресурсы поверхностных вод Казахской ССР**

ВХР, область	Средний годовой объем стока, млрд м³/год		Водообеспеченность местным стоком	
	суммарный	в т. ч. формирующ. в пределах КазССР	тыс. м³/год на 1 км²	тыс. м³/год на 1 чел.
Северный				
Целиноградская	1,28	1,28	10,27	1,49
Тургайская	1,05	1,05	9,38	3,39
Кокчетавская	0,60	0,60	7,68	0,93
Северо-Казахстанская	0,31	0,31	7,00	0,51
Кустанайская	0,82	0,66	5,76	0,65
Итого	4,06	3,90	8,24	1,14
Центральный				
Джезказганская	1,65	1,65	5,26	3,44
Карагандинская	1,00	1,00	11,71	0,74
Итого	2,65	2,65	6,64	1,44

Таблица 19. **Распределение запасов подземных вод по территории Казахской ССР**, млрд. м³/год

ВХР, область	Прогнозные эксплуатационные минерализацией, г/л					Утвержден. на 1.01.85 г.	
	до 1	1—3	3—5	5—10	всего	всего	в т. ч. А+В
Северный							
Целиноградская	0,14	0,38	0,02	—	0,54	0,09	0,07
Тургайская	0,10	0,08	0,16	0,02	0,36	0,09	0,05
Кокчетавская	0,10	0,62	0,03	0,32	1,08	0,05	0,04
Северо-Казахстанская	0,03	0,05	0,20	0,33	0,61	0,01	0,01
Кустанайская	0,11	0,49	0,31	1,26	2,16	0,22	0,13
Итого	0,48	1,62	0,72	1,93	4,75	0,46	0,30
Центральный							
Джезказганская						0,63	0,30
Карагандинская	0,13	1,71	0,13	1,15	3,12	0,47	0,40
Итого	0,13	1,71	0,13	1,15	3,12	1,10	0,75

4. Рассматриваемые регионы, каждый в отдельности, по запасам водных ресурсов, формирующихся на их территории, уступают остальным регионам республики, на их долю приходится всего 11,6% общего республиканского запаса. В таком же соотношении находятся удельные значения водных ресурсов, отнесенных на 1 км² их территории на одного человека, следовательно, регионы нуждаются в более серьезных мерах по водному благоустройству.

1.2.2. Водноэнергетические ресурсы

Эти ресурсы подробно изучены в 60-е годы Казахским научно-исследовательским институтом энергетики и опубликованы в монографии [16], где даются потенциальные энергетические ресурсы всех рек длиной более 10 км. Как указано выше, к основным рекам Северного Казахстана (кроме р. Иртыш) относятся Ишим и Тобол со своими притоками.

Таблица 20. **Основные характеристики наиболее крупных рек равнинного Казахстана**

Река	В какой бассейн или в какую группу рек входит	Длина, км	Падение, м	Среднегодовой расход (наибольш. по длине), м³/с
Северный Казахстан				
Тундык	Левое Прииртышье	303	1006	2,1
Шидерты	»	427	516	2,0
Селеты	»	381	355	5,8
Ишим	Ишим	1607	482	57,5
Колутон	»	199	78	5,4
Жабай	»	166	233	7,4
Терсаккан	»	298	413	8,6
Тобол	Тобол	668	249	35,6
Аят	»	198	116	6,6
Уй	»	226	77	18,3
Центральный Казахстан				
Сарысу	Сарысу	681	353	7,5
Каракенгир	»	283	320	5,4
Токырау	Оз. Балхаш	294	690	2,6
Нура	Оз. Тенгиз	894	666	17,7
Шерубай-Нура	»	268	486	5,7
Куланотпес	»	354	225	3,0
Кон	»	210	271	1,8
Тургай	Тургайск. плато	930	542	16,4
Сарыозен	»	137	94	3,6
Олькаяк	»	294	152	2,1
Улыжиланшик	»	426	651	3,6

Р. Ишим имеет среднегодовой расход у Целинограда около 6,6, у Петропавловска — 58 м³/с, длина ее в пределах Казахстана — 1607 км, падение — 482 м. Главные притоки — Колутон, Жабай, Терсаккан. Второй по водности рекой является Тобол, который по территории региона протекает верхним течением, протяженность — 668 км, падение — 249 км, расход ее при выходе за пределы Казахстана — около 36 м³/с. Основные притоки в зоне региона — Аят, Уй, Убаган. Другие довольно значительные реки — Тундук, Шидерты и Селеты.

В Центральном Казахстане главный водоток — реки Сарысу, Токрау, Нура, Тургай и Иргиз.

Р. Сарысу образуется от слияния рек Жаксы-Сарысу и Жаман-Сарысу, имеет длину 681 км, падение — 353 м, среднегодовой расход воды после впадения притока Каракенгир — 7,5 м³/с. Наиболее крупный приток ее Каракенгир берет начало с южных склонов Улутауской возвышенности на высоте 600 м, имеет длину 283 км, падение 320 м, среднегодовой расход после впадения притока Жезды — 5,4 м³/с.

Таблица 21. **Потенциальные водноэнергетические ресурсы рек равнинного Казахстана**

Частные бассейны и группы рек	Число учтенных рек	Суммарная длина, км	Суммарн. потенциал. водноэнерг. ресурсы		Средн. уд. энергия, млн кВт·ч в год на 1 км
			Мощность тыс. кВт	Энергия, млн кВт·ч	
Северный Казахстан					
Группа бессточных рек левого Прииртышья	7	1990	34	297	0,15
Бассейн р. Ишим (в границах КазССР)	5	2476	108	950	0,38
Бассейн р. Тобол (в границах КазССР)	4	1433	27	239	0,17
Всего	16	5899	169	1486	—
Центральный Казахстан					
Бассейн р. Сарысу	10	2156	27	240	0,11
Группа рек, стекающих в оз. Балхаш	9	1114	16	137	0,12
Бассейн оз. Тенгиз и Карасор	16	3020	55	478	0,26
Группа рек Тургайского плато	22	4742	74	656	0,14
Всего	57	11032	172	1511	

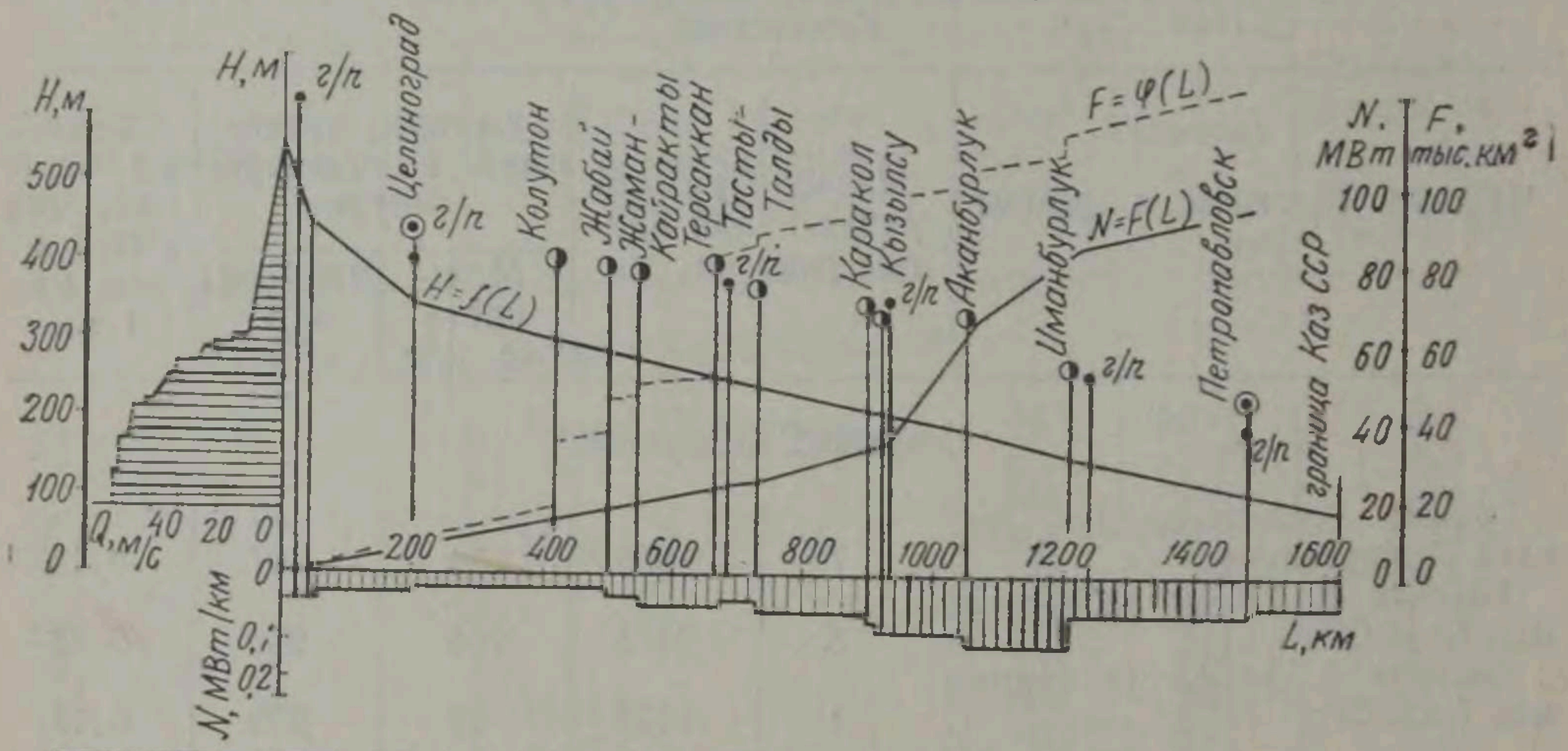
Р. Нура — самая многоводная артерия Центрального Казахстана берет начало с северных склонов Керегетасских гор на высоте 970 м, впадает в оз. Кургальджин, имеет длину 894 м, общее падение 666 м, наибольший по длине среднегодовой расход воды — около 18 м³/с. Ее главный приток р. Шерубай имеет длину 268 км, общее падение — 486 км, среднегодовой расход — 5,3 м³/с (самый большой по всей длине).

Протяженность р. Тургай — 930 км, общее падение — 542 м, среднегодовой расход воды — самый большой по всей длине. Основные характеристики ряда рек Северного и Центрального Ка-

захстана, по данным [16], приведены в табл. 20. Суммарные потенциальные водноэнергетические ресурсы рек равны для Северного Казахстана 1486 млн кВт·ч, Центрального Казахстана — 1511 [16]. Распределение этих запасов энергии между частными бассейнами и группами рек показано в табл. 21, на рис. 2.

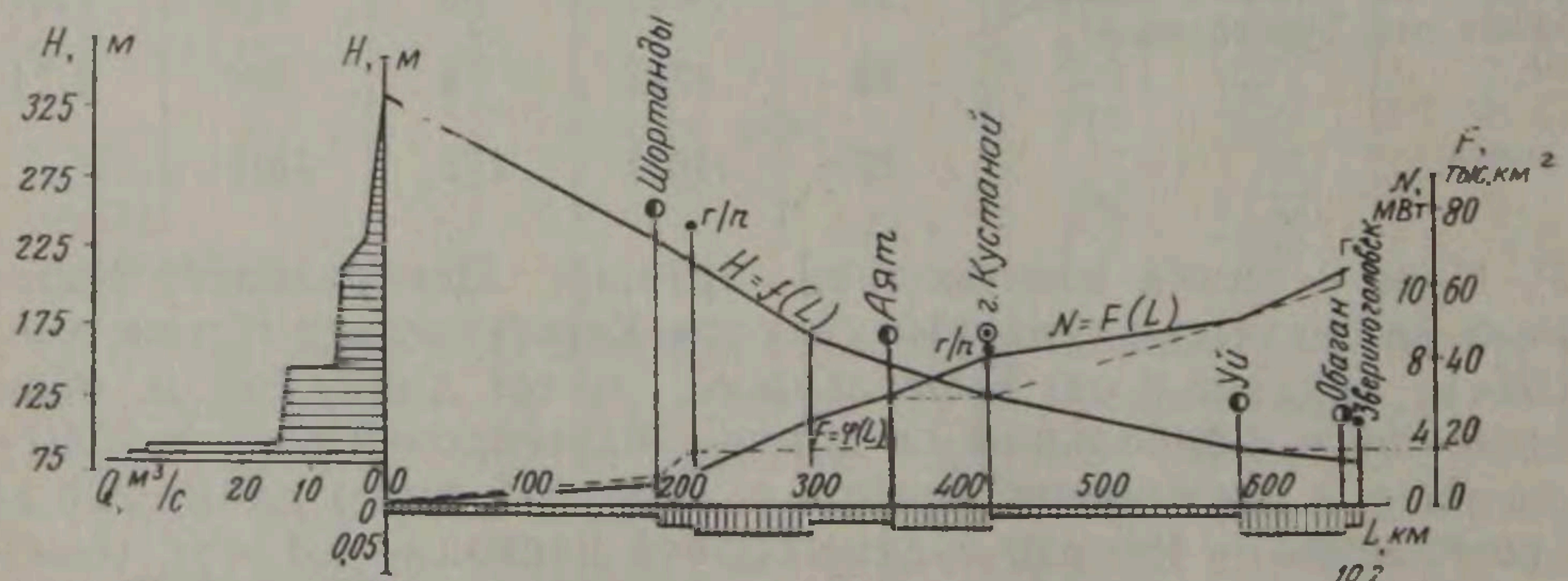
Основная доля гидроэнергоресурсов в Северном Казахстане приходится на бассейн р. Ишим (64%), в Центральном Казахстане — на группу рек Тургайского плато (43%) и бассейнов оз. Тенгиз и Карасор (32%). В работе [16] оценкой водноэнергетических

р. Ишим (в границах Каз ССР)

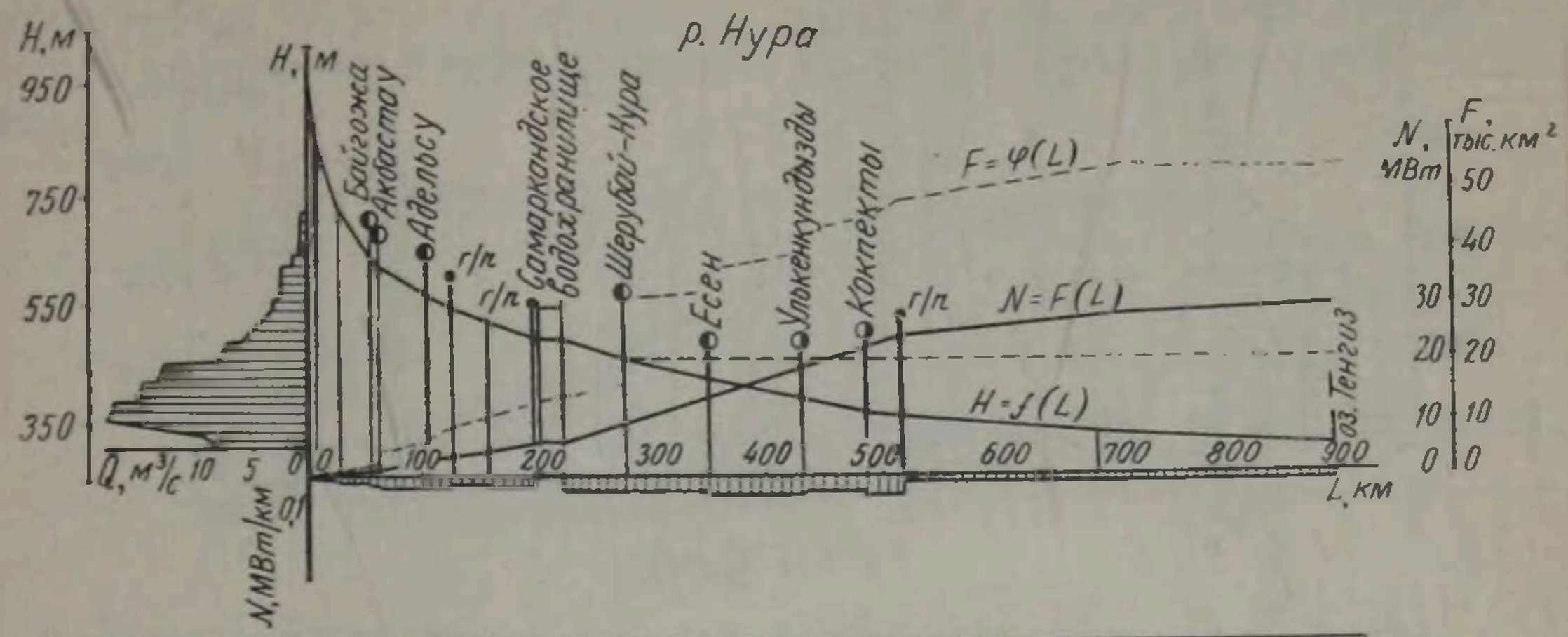


Расстояния L, км	201.9	225.6	126.8	116.9	59.7	169	225.3	154.2	285.7	111.6
Высотные отметки H, м	560	341	279	244	239	208	170	126	88.5	77.5
Водосборные площади F, км²	0 250	6509,7	15160,4	43374,1	49655,2	67708,3	75317,8	85139,7	100284,1	112630,6	115260,5

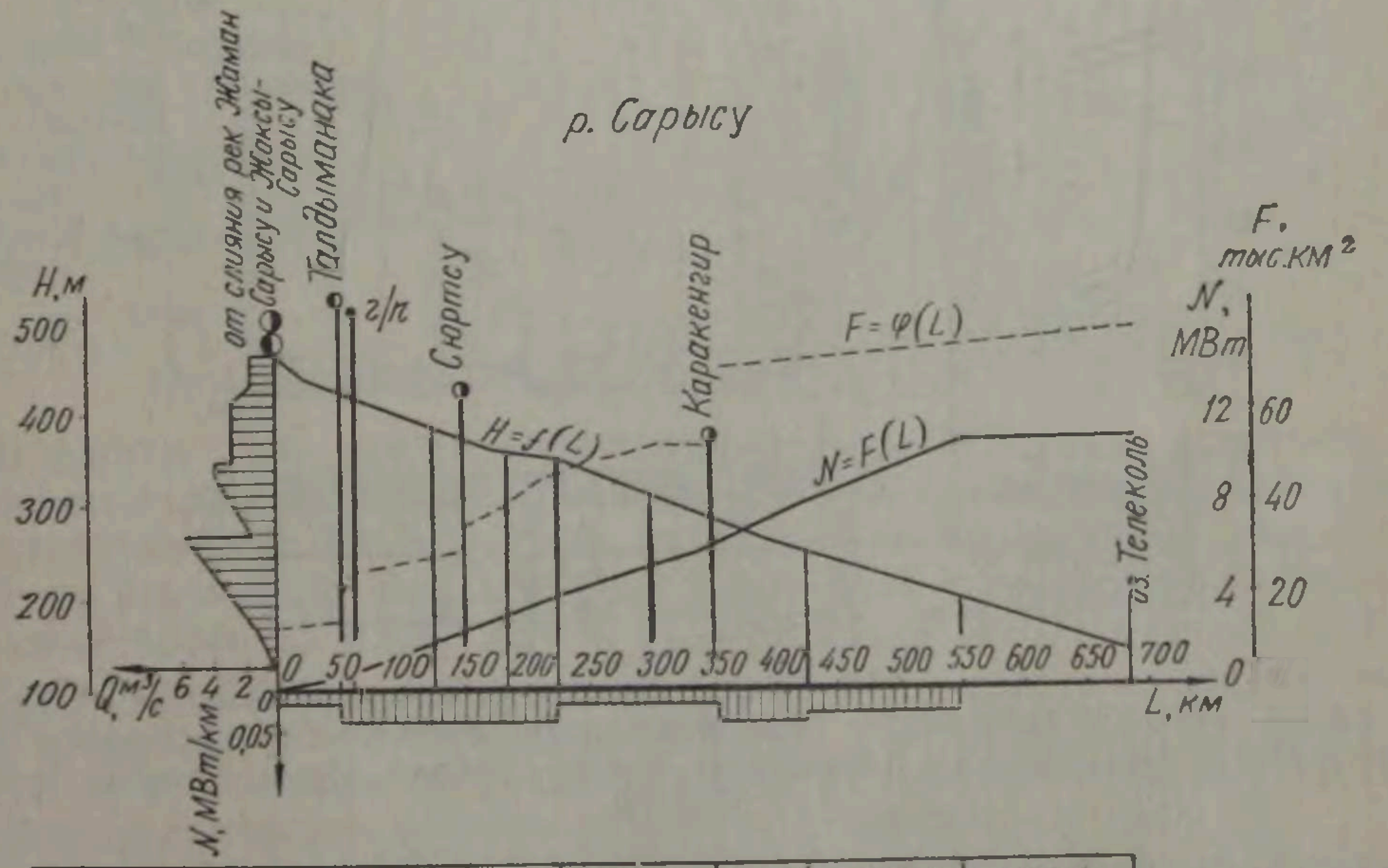
р. Тобол (до Звериноголовска)



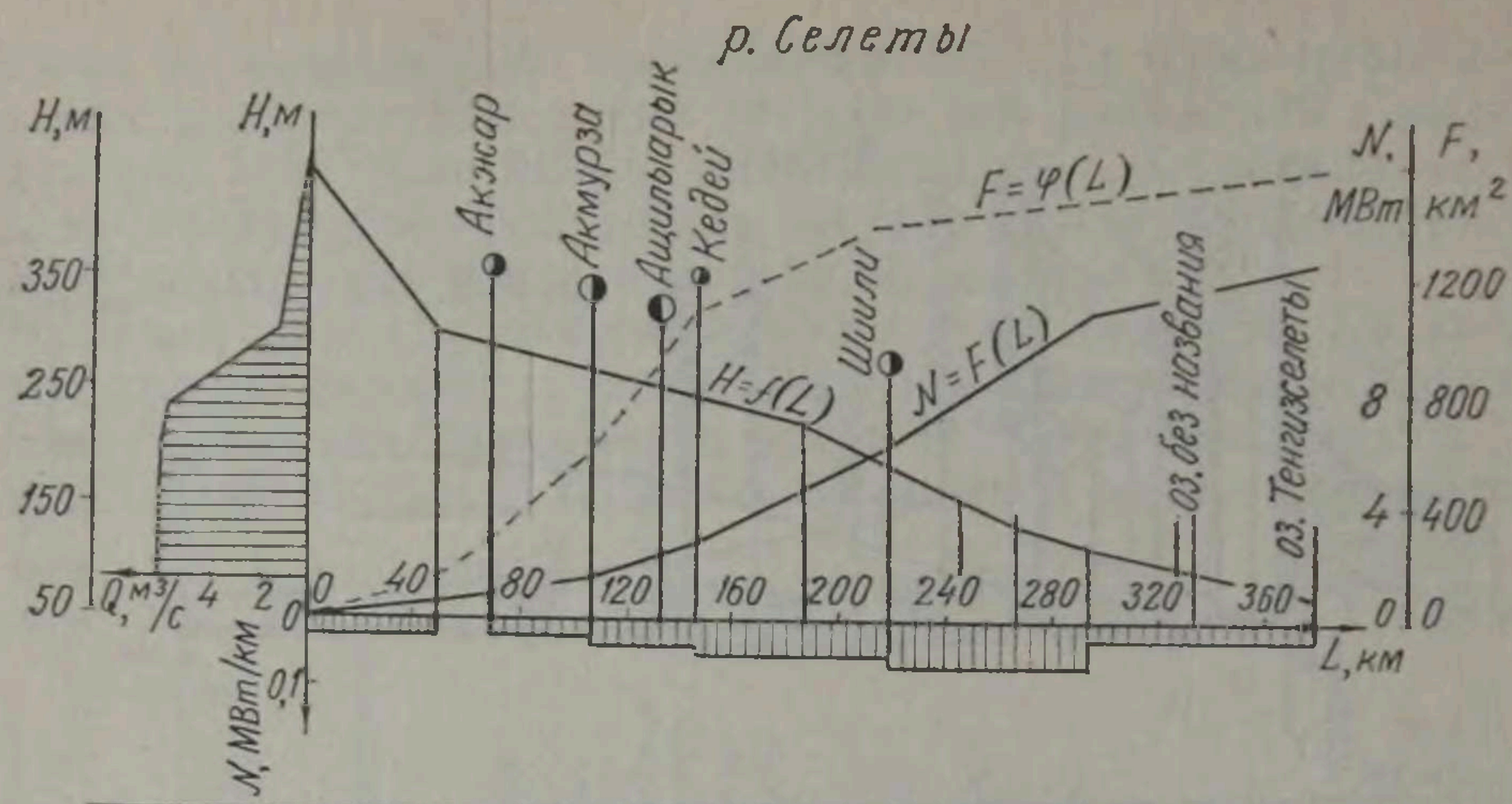
Расстояния L, км	190.0	23.5	82.7	54.1	67.5	170.2	70.0	10.2
Высотные отметки H, м	330	230	213	163	143	126	89	82 81
Водосборные площади F, км²	0	6439	19050	15040	28334	29560	60940	69671



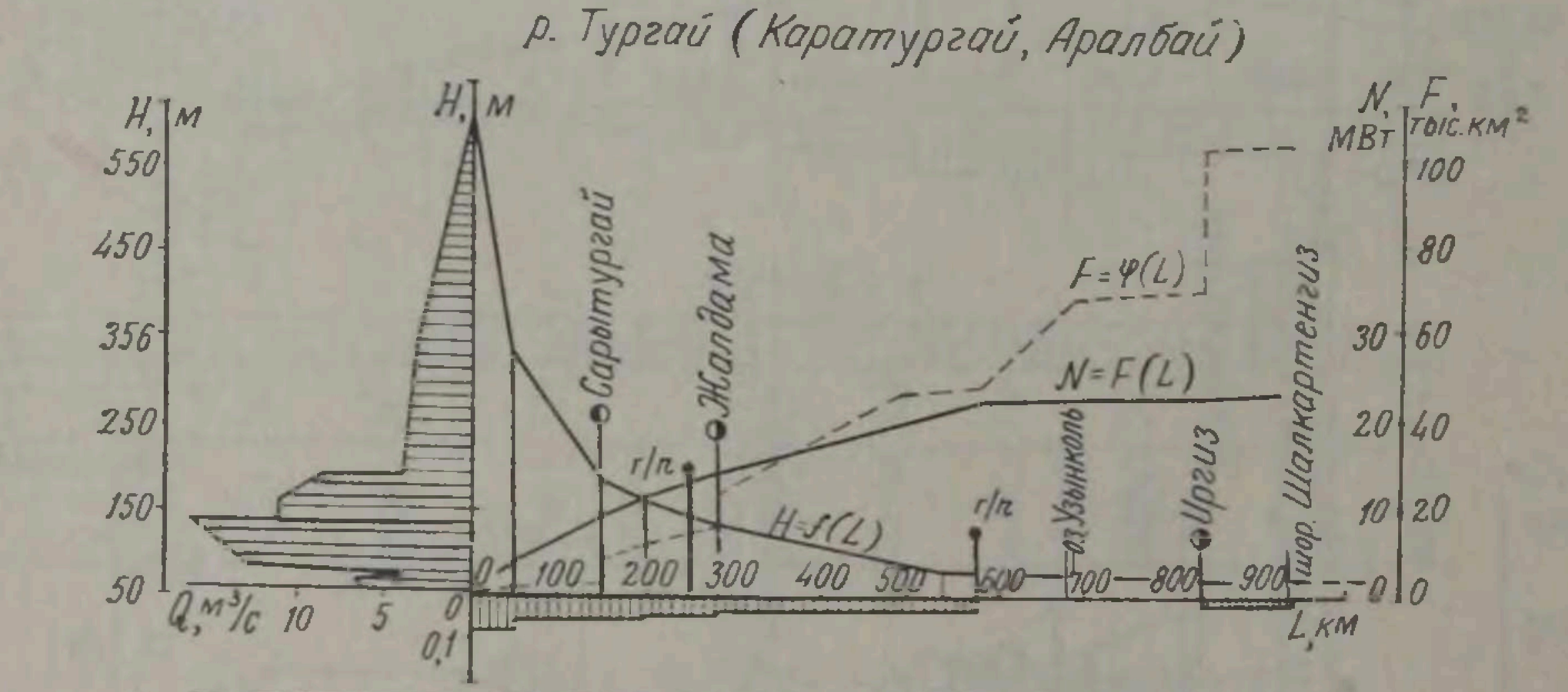
Расстояния L, км	62.6	63.8	71.5	73.9	72.2	81.6	85.4	170.1	205.6
Высотные отметки H, м	840	620	540	489	454	421	383	350	326	304
Водосборные площади F, км²	284.1	4109.2	8452.4	30229	30641.1	35722.3	42153.5	47541.8	50917.6	53146.7



Расстояния L, км	60.1	91,0	75,8	128.7	74.2	118.1	133.4
Высотные отметки H, м	479	438	366	330	300	280	240	157	126
Водосборные площади F, км²	12508.4	19058.2	331628	438803	490200	713379	753994	766274



Расстояния L, км	44.7	24.5	36.1	44.9	44.1	26.1	25.4	21.7	25.6	35.5	52.8
Высотные отметки H, м	420	300	292	264	231	200	175	128	106	90	77	65
Водосборные площади F, км²	0	897,5	2606,5	5620,4	10027,4	12287,9	1282,4	14142,9



Расстояния L, км	137.9	135.3	209.9	75.7	119.9	144.5	97.0
Высотные отметки H, м	600	187	132	91	80	75	70	58
Водосборные площади F, км²	0	8489,9	23829,1	46403,0	68400,6	68034,9	40258,6	63519,4

Рис. 2. Графики продольного профиля, нарастания площади бассейна среднего годового расхода удельных и суммарных водноэнергетических ресурсов рек Северного и Центрального Казахстана: Ишима, Тобола, Нуры, Сарысу, Тургая, Селеты

ресурсов охвачено по Северному Казахстану 57 рек, по Центральному Казахстану — 16. Распределение их по классам (по общему объему энергоресурсов), определяющим энергетическую значимость, дано в табл. 22.

Из данных табл. 22 видно, что в высокую группу не входит ни одна река, к III группе относятся только 5 рек (Ишим, Тобол,

Нура, Шерубай-Нура и Тургай), суммарные запасы гидроэнергии их находятся в пределах 2,5—0,1 млрд кВт·ч/год. Все остальные относятся к IV и V группам, т. е. располагают очень малыми ресурсами, практически не имеющими никакого энергетического значения.

Таблица 22. **Распределение рек по классам**

Частные бассейны и группы рек	Кол-во учтенных рек	В т. ч. по классам				
		I	II	III	IV	V
		10	10—2,5	2,5—0,1	0,1—0,01	>0,01
Северный Казахстан						
Группа бессточных рек левого Прииртышья	7	—	—	—	6	1
Бассейн р. Ишим (в границах КазССР)	5	—	—	1	3	1
Бассейн р. Тобол (в границах КазССР)	4	—	—	1	2	1
Всего	16	—	—	2	11	3
Центральный Казахстан						
Бассейн р. Сарысу	11	—	—	—	6	4
Группа рек, стекающих к оз. Балхаш	9	—	—	—	6	3
Бассейн оз. Тенгиз и Карасор	16	—	—	2	7	7
Группа рек Тургайского плато	22	—	—	1	13	8
Всего	57	—	—	3	32	22

В работе [16] дается качественная характеристика гидроэнергоресурсов рек регионов, в основу которой положена разбивка водотока на отдельные участки по объему ресурсов, приходящихся на 1 км его длины. Так, к группе I отнесены участки с удельным объемом более 25 млрд кВт·ч, II — от 25 до 10, III — от 10 до 5, IV — от 5 до 1,0, V — менее 1,0 на 1 км длины.

Распределение гидроэнергоресурсов рассматриваемых регионов по качественным группам приведено в табл. 23, потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек и их участков — в табл. 24.

В обоих регионах все ресурсы относятся к худшим IV и V группам. Причем в Северном Казахстане к IV группе относится 13%, V — 87%, в Центральном Казахстане — соответственно 0,100%.

На рис. 7—12 построены по данным [16] графики продольного профиля, нарастания площади бассейна, среднего годового, удельных и суммарных основных водноэнергетических ресурсов Северно-

го и Центрального Казахстана (Ишим, Тобол, Нура, Сарысу, Селеты, Тургай), на отдельных участках которых, как видно, возможно строительство ГЭС малой мощности. Такие гидроэлектростанции потенциально можно строить на участке рек: Ишима от створа, устья Тасты-Талды до Иманбурлука, Тобола — от устья Шортан-

Таблица 23. **Распределение потенциальных водноэнергетических ресурсов равнинного Казахстана по качественным группам,** млрд. кВт·ч/год

Частные бассейны и группы рек	>25	25—10	10—5	5—0,1	<1	Всего
Северный Казахстан						
Группа бессточных рек левого Прииртышья	—	—	—	—	0,30	0,30
Бассейн р. Ишим (в границах КазССР)	—	—	—	0,19	0,76	0,95
Бассейн р. Тобол (в границах КазССР)					0,24	0,24
Всего	—	—	—	0,19	1,30	1,49
Центральный Казахстан						
Бассейн р. Сарысу	—	—	—	—	0,24	0,24
Группа рек, стекающих к оз. Балхаш	—	—	—	—	0,14	0,14
Бассейн оз. Тенгиз и Карасор	—	—	—	—	0,47	0,47
Группа рек Тургайского плато	—	—	—	—	0,66	0,66
Всего	—	—	—	—	1,51	1,51

ды до Кустаная и от устья Уй до Звериноголовска, Селеты — от Кедой до 280-го км от истока, Сарысу — от Талдымака до 230-го км, ст устья Каракенгира до 550-го км от истока, Нуры — от Самаркандского водохранилища до с. Романовское, Тургая — от истока до Жалдамы.

На базе плотины Сергеевского водохранилища на р. Ишим эксплуатируется с 1969 г. небольшая ГЭС, работающая по режиму неэнергетических потребителей. Ее параметры и характеристики: мощность — 2,0 тыс. кВт, выработка — 7—8 млн кВт·ч, в том числе напор — 19,5 м, расход — 7 м^3/с, левобережные и правобережные глухие земляные и железобетонные водосливные плотины, емкость водохранилища — полная 790 и полезная 662 млн м^3, регулирование многолетнее.

Подобные электростанции могут быть построены в составе аналогичных гидроузлов общеводохозяйственного назначения, неиз-

Таблица 24. **Потенциальные водноэнергетические ресурсы рек и их участков Северного и Центрального Казахстана**

Река и граница участков	Площадь бассейна до конца участка, км²	Длина участка, км	Падение участка, м	Средний годовой расход, м³/с		Водноэнергетические ресурсы, млн кВт·ч/год	
				в начале участка	в конце участка	Всего	Удельные на 1 км длины участка
1	2	3	4	5	6	7	8
Северный Казахстан							
Бессточные реки Прииртышья (левого)							
Карасу, истоки — отм. 540 м	1564,7	109,9	460	—	0,10	3,16	0,03
Тундык							
Истоки — отм. 675 м	3542,4	91,9	475		1,10	16,29	0,18
675—516 м	4998,2	53,2	159	1,10	1,25	16,11	0,30
516—422 м	7224,8	29,8	94	1,25	1,74	12,09	0,40
422—320 м	7816,1	37,1	102	1,74	2,14	17,00	0,46
320 — устье (оз. Карасор)	10 418,7	90,9	176	2,14	0,60	20,80	0,23
		302,9	1006			82,29	0,27
Ащису — устье (оз. Алкамерген)	11 969,9	314,9	491	—	0,40	26,97	0,09
Шидерты (Карасу)							
Истоки — отм. 300 м	6651,2	169,9	300	—	1,64	18,06	0,11
300—242 м		49,2	58	1,64	1,95	9.20	0,19
242—143 м	8829,8	83,0	99	1,95	1,96	16,60	0,20
143—устье (оз. Шаганак)	11 785,8	125,2	60	1,96	1,80	9,71	0,08
		427,3	516			53,57	0,12
Оленты, истоки — устье (оз. Аулиеколь)	4210,9	263,3	412	—	0,60	16,22	0,06
Селеты							
Истоки — отм. 264 м	5620,4	105,2	156	—	3,00	18,12	0,17
264 — 231 м	10 027,4	44,9	33	3,00	5,00	11,30	0,25
231 — 175 м	12 287,9	70,1	56	5,00	5,50	25,20	0,36
175 — 90 м	12 824,9	72,8	85	5,50	5,84	41,40	0,57
90 — устье (оз. Тенгизселеты)	14 142,9	88,3	25	5,84	5,84	12,61	0,14
		381,3	355			99,53	0,26

1	2	3	4	5	6	7	8
Шаглинка							
Истоки — устье (оз. Шаглытенгиз)	5693,1	217,3	304	—	1,40	15,16	0,07
Бассейн р. Ишим (в границах КазССР)							
Ишим							
Истоки — отм. 450 м		35,0	110	—	2,50	11,82	0,35
450 — Целиноград	6509,7	167,0	109	2,50	6,34	41,43	0,25
Целиноград — р. Колутон	16 160,4	226,0	62	6,34	9,62	42,55	0,19
Р. Колутон — р. Жабай	34 697,2	80,0	12	15,02	15,92	15,96	0,20
Р. Жабай — р. Жаман-Кайракты	44 771,8	47,0	6	23,27	23,74	12,13	0,26
Р. Жаман-Кайракты — р. Терсаккан	49 655,2	117,0	17	24,31	25,40	36,24	0,31
Р. Терсаккан — р. Тасты-Талды	67 708,3	60,0	5	34,00	34,62	14,75	0,24
Р. Тасты-Талды — отм. 233 м		65,0	6	35,66	36,00	18,49	0,28
233 — р. Каракол	75 317,8	104,0	25	36,00	39,68	81,36	0,78
Р. Каракол — р. Кызылсу	77 227,8	15,0	3	40,84	40,95	10,55	0,70
Р. Кызылсу — р. Акканбурлук	85 139,7	140,0	35	42,80	44,0	130,63	0,93
Акканбурлук — р. Иманбурлук	92 266,5	154,0	44	48,66	49,70	186,10	1,21
Р. Иманбурлук — Петропавловск		285,0	38,5	51,5	57,5	178,11	0,63
Петропавловск — граница Казахской ССР	115 260,6	112,0	11	57,5	57,50	54,50	0,49
		1607,0	482,5			834,72	0,52
Колутон, истоки — устье (р. Ишим)	15889,0	199,0	78	-	4,50	8,90	0,04
Жабай, истоки — устье (р. Ишим)	8676,9	166,0	233	—	7,35	20,44	0,12
Терсаккан, истоки — отм. 340 м	3524,4	162,0	320	—	1,76	24,12	0,24
340 — р. Кайракты	11 941,2	176	86	1,76	5,96	24,15	0,14
Р. Кайракты — устье (р. Ишим)	17 123,4	20,0	7	8,10	8,60	5,03	0,25
		298,0	413			53,30	0,18
Акканбурлук							
Истоки — р. Бабыкбурлук	1301,2	74,0	162	—	0,90	6,27	0,09
Бабыкбурлук — р. Шарык	5358,7	96,0	75	1,80	3,75	17,93	0,19
Р. Шарык — устье (р. Ишим)	6712,3	36,0	22	4,53	4,66	8,51	0,24
		206,0	259			32,71	0,16

Бассейн р. Тобол (в границах КазССР)

Тобол (до Звериноголовска)							
Истоки — р. Шортанды	6439,0	190,0	100		2,46	8,55	0,05
Р. Шортанды — г. Гришенский	13050,0	23,5	17	2,97	5,50	6,22	0,27
Г. Гришенский — отм. 187 м		28,0	26	5,50	5,88	12,79	0,46
187 — р. Аят	15 883,0	54,1	20	6,40	6,80	11,39	0,21
Р. Аят — г. Кустанай	29 560,0	67,5	17	13,40	14,00	19,80	0,29
Кустанай — р. Уй	34 300,0	170,2	26	14,00	15,00	17,08	0,10
Р. Уй — р. Обаган	60 940,0	70,0	8	33,30	33,70	23,04	0,33
Р. Обаган — Звериноголовск	69 671,2	10,2	1	35,10	35,60	3,08	0,30
		668,2	249			114,56	0,17
Аят							
Граница КазССР — отм. 226 м		38,5	33	1,29	2,00	4,64	0,12
226 — с. Варваринка		74,3	48	2,00	4,72	13,84	0,19
С. Варваринка — устье (р. Тобол)		85,1	35	4,72	6,60	16,99	0,20
		197,9	116			35,47	0,18
Уй							
Граница КазССР — р. Санарка		5,7	4	7,24	7,44	2,54	0,45
Р. Санарка — отм. 129 м		80,1	33	9,44	12,66	31,20	0,39
129 — 102 м		86,6	27	12,66	16,14	23,29	0,39
102 — устье (р. Тобол)		53,8	13	16,14	18,30	19,25	0,36
		226,2	77			86,28	0,38
Обаган, истоки — устье (р. Тобол)	18 595,2	341,1	32	—	—	2,81	0,008
Итого							0,17
Всего по Северному Казахстану (без Иртыша)							0,25

1	2	3	4	5	6	7	8
Реки Центрального Казахстана							
Бассейн р. Сарысу							
Сарысу							
Слияние рек Жаман-Сарысу и Жаксы-Сарысу — Каракенгир	49 020,0	365,5	199	1,75	2,20	47,48	0,13
Каракенгир — отм. 240 м	70 487,9	74,2	40	7,50	5,50	22,34	0,30
240 — устье (оз. Телеколь)	76 627,4	251,5	114	5,50	0,10	22,34	0,09
		681,2	653			92,16	0,14
Жаксы-Сарысу, истоки — устье (р. Сарысу)	3418,7	126,3	246	—	1,20	13,74	0,11
Жаман-Сарысу (Кайракты), истоки — устье (р. Сарысу)	9139,7	184,1	321	—	0,55	12,99	0,07
Талдыманака, истоки — устье (р. Сарысу)	4239,8	144,0	332	—	0,25	8,51	0,06
Атасу, истоки — отм. 446 м	5715,3	183,6	436	—	0,60	13,39	0,07
Сюртсу, истоки — устье (р. Сарысу)	5656,9	114,7	104	—	1,10	3,85	0,03
Коктас, истоки — отм. 390 м	5076,5	112,9	168	—	0,22	1,58	0,01
Каракенгир, истоки — отм. 470 м	2969,1	87,5	130	—	2,11	9,02	0,1
470 — р. Сарыкенгир	4558,1	62,6	76	2,11	2,82	16,03	0,26
Р. Сарыкенгир — отм. 362 м	9684,8	35,2	32	3,52	3,70	10,07	0,29
362 — 328 м	12834	38,6	34	3,7	4,32	11,57	0,30
328 — р. Жезды	13994	33,7	28	4,32	4,17	9,99	0,30
Р. Жезды — устье (р. Сарысу)	19087,9	25,8	20	5,37	5,30	9,46	0,37
		283,4	320			66,14	0,23
Сарыкенгир, истоки — устье (Каракенгир)	4051,7	135,7	196	—	0,70	6,13	0,05
Жезды, истоки — отм. 390 м	2098,5	104,1	288		1,40	10,94	0,1
390 — г. рзд. Жезды	2229,0	12,0	28	1,40	1,42	3,33	0,28
Г. рзд. Жезды — устье (р. Каракенгир)	3671,5	75,2	65	1,42	1,20	7,00	0,09
		191,3	378			21,27	0,11
Сарыбулак, истоки — отм. 520 м	1848,9	126,2	300		0,30	3,86	0,03
Моинты, истоки — отм. 458 м	3681,2	161,8	442		0,40	11,70	0,07
Токырау, истоки — р. Карамеиды	1689,3	82	270		1,33	12,52	0,15
Р. Караменды — Актогай		8,6	20	2,52	2,52	4,29	0,51
Актогай — р. Касыбай	3815,5	20,7	44	2,52	2,12	10,00	0,49

Р. Касыбай — р. Каратал	4280,6	0,7	1	2,33	2,33	0,18	0,30
Р. Каратал — р. Жинишке	5237,2	26,8	65	2,55	1,83	12,19	0,46
Р. Жинишке — отм. 540 м	17 293,6	50,2	110	2,00	0,48	11,72	0,23
540 — 360 м	20 717,8	104,6	180	0,48	0,00	3,68	0,03
		293,6	690			54,58	0,19
Караменды (Актас), истоки — р. Найзатас	1208,9	44,9	285	—	1,17	9,27	0,21
Р. Найзатас — устье (р. Токырау)	1367,7	16,8	35	1,17	1,19	3,51	0,21
		71,7	320			12,78	0,18
Косыбай, истоки — устье (р. Токрытау)	465,1	49,9	304	—	0,21	2,72	0,05
Каратал, истоки — устье (р. Токырау)	321,7	45,1	485	—	0,22	3,86	0,09
Жинишке, истоки — устье (р. Токырау)	606,2	65,5	400	—	0,17	2,98	0,05
Кусак (Карамола, Каражан)							
Истоки — отм. 859 м	307,3	29,0	261		0,58	6,48	0,22
859 — 794 м	1384,0	22,0	65	0,58	0,92	4,20	0,19
794 — 760 м	2132,5	18,7	34	0,92	1,28	3,24	0,17
760 — 744 м	2696,5	8,3	16	1,28	1,45	1,93	0,23
744 — 700 м	3966,0	25,6	44	1,45	1,30	5,16	0,20
700 — 576 м	10 298,1	83,4	124	1,30	0,50	6,04	0,07
		187,0	544			27,05	0,14
Каршигалы (Сарыолен), истоки — отм. 787 м	1115,0	46,9	233		0,83	5,35	0,11
787 — 696 м	1809,0	36,1	91	0,83	1,00	7,18	0,20
696 — 620 м	2061,0	30,3	76	1,00	0,60	5,26	0,17
		113,3	400			17,79	0,16
Бассейн оз. Тенгиз и Карасор							
Жарлы (Коктал, Ашиозек), истоки — отм. 641 м	5560,3	142,8	379	—	0,20	12,87	0,09
Талды, истоки — устье (оз. Карасор)	4609,4	129,1	338		0,20	12,26	0,09
Нура, истоки — р. Байгожа	975,2	54	330		0,70	6,47	0,12
Р. Байгожа — р. Акбастау	2325,1	8,6	20	1,45	1,50	2,54	0,29
Р. Акбастау — р. Адельсу	5772,2	41,9	56	2,45	2,60	14,29	0,34

1	2	3	4	5	6	7	8
Р. Адельсу — г. с. Пролетарское	8452,4	21,9	24	3,10	3,50	6,92	0,32
С. Пролетарское — отм. 518 м	10 549,7	31,3	22	3,50	4,90	7,88	0,25
518 — г. с. Сергиопольское	12 683,2	40,2	28	4,90	6,25	13,40	0,33
С. Сергиопольское — отм. 489 м	13 022,9	6,8	1	6,25	6,70	0,35	0,05
489 — р. Шерубай-Нура	15 690,9	54,2	45	7,10	7,90	29,08	0,54
Р. Шерубай-Нура — р. Есен	32 085,7	72,2	33	12,50	13,2	36,35	0,50
Р. Есен — р. Улькенкундызды	38 642,0	81,6	38	14,60	15,0	48,40	0,59
Р. Улькенкундызды — отм. 362 м	44 741,5	55,7	21	17,10	17,2	31,18	0,56
362 — г. Романовское	47 541,8	30,7	12	17,20	17,7	18,22	0,59
С. Романовское — устье (оз. Тенгиз)	53 146,7	375,7	46	17,70	8,00	43,35	0,12
		894,5	666			258,43	0,29
Байгожа (Керегетас, Карашокты), истоки — устье (р. Нура)	1153,7	99,3	380		0,79	12,36	0,12
Шерубай-Нура							
Истоки — отм. 772 м	1143,3	48,4	168	—	0,90	4,91	0,1
772 — 733 м	1914,3	18,5	39	0,90	1,45	3,94	0,21
733 — с. Аксу-Аюлы	2274,9	12,0	21	1,45	1,50	2,72	0,23
С. Аксу-Аюлы — отм. 690 м	3432,9	12,8	22	1,50	2,40	3,77	0,29
690 — р. Талды	4515,9	34,1	53	2,40	3,40	13,14	0,39
Р. Талды — 2 км ниже устья р. Талды	6068,3	2,2	4	4,50	4,58	1,31	0,60
Отм. 2 км ниже устья Талды — рзд. Кара-Мурун	8618,3	43,5	65	4,58	5,69	28,65	0,66
Рзд. Кара-Мурун — отм. 535 м	10 426,8	22,8	33	5,69	5,69	16,38	0,72
535 — р. Сокыр	11 515,8	69,5	75	5,72	3,70	30,30	0,44
Р. Сокыр — устье (р. Нура)	14 950,2	4,0	6	4,50	4,60	2,45	0,61
		267,8	486			106,57	0,40
Р. Талды, истоки — устье (р. Шерубай-Нура)	1547,7	101,0	293	—	1,00	10,90	0,11
Р. Сокыр, истоки — устье (р. Шерубай-Нура)	3172,7	103,0	149	—	0,80	4,99	0,05
Есен, истоки — устье (р. Нура)	3635,6	102,3	139	—	0,90	4,20	0,04
Р. Улькенкундызды, истоки — устье (р. Нура)	3511,5	107,9	207	—	2,10	11,03	0,10
Р. Куланотпес, истоки — устье (оз Тенгиз)	25536,4	353,8	225	—	3,00	14,46	0,04
Р. Соналы, истоки — устье (р. Куланотпес)	3393,9	105,0	102	—	0,32	1,93	0,02

Продолжение табл. 24

Р. Кон (Жаксы-Кон) истоки — устье (р. Куланотпес)	11142,6	209,6	271	—	1,77	14,56	0,07
Р. Жаман-Кон, истоки — устье (р. Кон)	5401,6	102,1	122	—	1,04	3,25	0,03
Р. Ащилы, истоки — устье (р. Жаман-Кон)	2498,3	91,7	150		0,51	2,55	0,03
Р. Керей, истоки — устье (оз. Керей)	2362,9	99,2	222	—	0,20	3,68	0,04
Р. Кыпшак, истоки — устье (оз. Кыпшак)	2537,5	110,5	212		0,15	3,59	0,03
Группа рек Тургайского плато							
Тургай (Каратургай, Аралбай)							
Истоки — отм. 340 м	1734,9	48,0	260		3,08	34,40	0,72
340 — р. Сарытургай	2736,9	99,9	153	3,08	3,95	46,00	0,46
Р. Сарытургай — отм. 160 м	12 379,9	52,1	27	8,60	10,90	22,60	0,42
160 — р. Жалдыма	15 682,5	83,0	28	10,90	11,00	26,50	0,32
Р. Жалдыма — оз Узынколь	68 034,9	400,7	57	16,40	7,40	69,29	0,17
Оз. Узынколь — р. Иргиз	70 606,9	144,5	5	7,40	4,00	2,45	0,02
Р. Иргиз — устье (оз. Шалкартенгиз)	103 599,4	97,0	12	7,00	6,00	7,00	0,07
		930,0	542			218,24	0,23
Р. Сарытургай (Жангабыл), истоки — отм. 370 м	963,0	60,1	243		0,95	10,00	0,17
370 — р. Тамды	1674,0	41,5	102	0,95	1,34	10,00	0,24
Р. Тамды — отм. 219 м	5066,5	42,0	49	3,70	5,00	16,20	0,39
Отм. 219 м — устье (р. Каратургай)	5734,0	36,1	32	4,00	4,15	11,20	0,31
		179,7	426			47,40	0,26

Окончание табл. 24

1	2	3	4	5	6	7	8
Р. Тамды, истоки — отм. 500 м	160,5	23,4	77	—	0,34	1,14	0,05
500 — 385 м	1042,5	45,3	115	0,34	2,00	11,57	0,26
385 — устье (р. Сарытургай)	1551,0	39,9	117	2,00	2,36	22,00	0,55
		108,6	309			34,71	0,32
Р. Жалдыма (Ащитасты, Акжар)							
Истоки — гидропост	1615,0	55,1	129	—	2,10	11,65	0,21
Гидропост — отм. 165 м	4926,7	73,8	62	2,10	3,70	15,41	0,21
165 — устье (р. Каратургай)	8146,7	87,4	33	3,70	5,37	12,20	0,14
		216,3	224			39,26	0,15
Р. Сарыозен, истоки — устье (оз. Сарыкопа)	10 304,8	136,6	94	—	3,57	7,53	0,06
Р. Улькендымды, истоки — устье (оз. Сарыозен)	5137,5	121,4	156	—	2,40	10,17	0,08
Р. Теке, истоки — устье (оз. Сарыкопа)	2396,0	103,3	119	—	0,96	48,39	0,47
Р. Олькаяк, истоки — устье (оз. Кызылколь)	13 057,1	294,1	152	—	1,60	11,83	0,04
Р. Кабырга (Ащибулак), истоки — устье (р. Олькаяк)	3860,0	106,5	104	—	1,10	4,11	0,04
Р. Каракай, истоки — устье (оз. Куюкколь)	4805,0	135,4	129	—	0,15	1,84	0,01
Иргиз, истоки — отм. 200 м	8463,0	203	120	—	3,21	11,55	0,06
200 — р. Озенкайракты	10 091,0	33,3	23	3,21	7,73	6,83	0,21
Р. Озенкайракты — р. Талдык	14 474,5	63,1	28	4,90	4,95	11,81	0,19
Р. Талдык — р. Шет-Иргиз	20 063,2	27,6	20	6,45	6,50	11,11	0,40
Р. Шет-Иргиз — отм. 111 м	28 621,4	58,9	18	7,50	7,40	11,56	0,20
111 — 99 м	30 400,4	38,8	12	7,40	7,20	7,62	0,20
99 — устье (р. Тургай)	31 995,7	109,9	29	7,20	3,00	12,7	0,12
		534,6	250			73,18	0,14
Р. Озенкайракты (Акнансай, Кайракты), истоки — устье (оз. Иргиз)	2383,0	106,1	178	—	1,19	11,04	0,10
Р. Талдык (Борло, Олытаидык), истоки — устье (р. Иргиз)	4188,8	141,8	141	—	1,50	16,72	0,12

Р. Шет-Иргиз (Шаулдык), истоки — устье (р. Иргиз)	4957,5	149,2	271	—	1,00	9,81	0,07
Р. Каульджур (Кара-Блаксай), истоки — отм. 175 м	1687,8	119,5	307	—	0,12	1,48	0,01
Р. Улыжиланшик (Жиланшик, Улькен-Жиланшик), истоки — отм. 480 м	195,2	24,5	270	—	0,52	6,05	0,25
480 — 300 м	1263,2	55,5	180	0,52	1,30	12,52	0,23
300 — 226 м	3405,1	50,7	74	1,30	2,40	11,82	0,23
226 — р. Дулыгалы-Жиланшик	4161,6	32,4	32	2,40	2,30	6,48	0,20
Отм. р. Дулыгалы-Жиланшик — 151 м	10 499,7	71,9	43	3,60	3,52	13,15	0,18
151 — 126 м	12 047,9	68,2	25	3,52	3,35	7,36	0,11
126 — устье (оз. Жаксы-Акколь)	16 610,9	125,5	27	3,35	3,00	7,36	0,06
		425,7	651			64,74	0,15
Р. Дулыгалы-Жиланшик, истоки — устье (р. Улынжиланшик)	3278,6	139,8	266	—	1,30	15,59	0,11
Р. Каргалы (Акшай, Жосса), истоки — отм. 165 м	3094,2	114,0	195	—	0,43	3,68	0,03
Р. Байконыр (Актас), истоки — устье (оз. Шубартенгиз)	4737,0	207,2	394	—	0,10	11,05	0,05
Р. Коктал (Жаункар), истоки — отм. 192 м	1990,6	107,6	258	—	0,15	1,24	0,01
Р. Белеутты (Кумула), истоки — отм. 180 м	8557,4	255,1	316	—	1,02	18,21	0,07
Р. Дюсембай, истоки — устье (р. Белеутты)	1691,2	109,0	215	—	0,42	5,70	0,05
Итого		4741,5				655,92	0,16
Всего по Центральному Казахстану		11 031,8				1510,63	0,14

бежных к строительству в связи с необходимостью решения проблем водного благоустройства рассматриваемого региона.

Таким образом, гидроэнергоресурсы рассматриваемой зоны небольшие и для развития значительной энергетики на их основе большого практического значения не имеют.

1.3. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Северный и Центральный Казахстан располагает определенными ресурсами нетрадиционных источников энергии. На его территории термальные воды с температурой воды от 20 до 50°С обнаружены в северной части Павлодарской, Кокчетавской и Северо-Казахстанской областей [31]. По данным [12], такие воды могут быть использованы в основном для теплохладоснабжения, обогрева почвы и частично для обогрева парников и теплиц. Для практического освоения источников термальных вод этого района необходимо проведение дальнейших научно-исследовательских и других работ.

Часть территории региона расположена между 45 и 50° северной широты, продолжительность солнечного сияния здесь в основном 2600—3000 ч, годовое поступление энергии — 1700—1900 кВт·ч/м^3. По данным [12], в обозримой перспективе солнечная энергия может быть использована для отопления, горячего водоснабжения, охлаждения, опреснения воды, обогрева теплиц, а также для преобразования ее в электрическую. Для успешного использования энергии солнца на территории рассматриваемого региона должны быть проведены широкомасштабные научно-исследовательские и проектные проработки.

В Северном и Центральном Казахстане некоторые районы характеризуются значительными ветроэнергетическими ресурсами и могут оказаться перспективными для использования энергии ветра в различных отраслях хозяйственной деятельности. Основная, наиболее перспективная область ветроиспользования — создание крупных ветроэнергетических комплексов, входящих в энергосистемы с целью экономии топливных ресурсов. Однако в настоящее время в подавляющем большинстве случаев ветроустановки используются для индивидуальных потребителей (водоснабжение, ирригация, энергообеспечение опреснительных установок и др.). Наиболее эффективным может оказаться использование энергии ветра для отопления и горячего водоснабжения, поскольку в холодное время года скорость ветра возрастает.

Для количественной оценки ветроэнергетических ресурсов были использованы данные наблюдений по всем метеостанциям за 10-летний период. Из общего количества 130 метеостанций на 13 среднегодовые скорости оказались менее 3 м/с, на 69 — в пределах 3—4 м/с и на 48 — выше 4 м/с. Наибольшие среднегодовые

скорости ветра (5,5—6,5 м/с) наблюдаются в зонах Аркалыка и Ерментау.

Оцениваются общие ресурсы энергии ветра с помощью величины удельной среднегодовой энергии, т. е. энергии, приходящейся в течение года на 1 м² поперечного сечения ветрового потока. Этот показатель рассчитывался по данным о среднегодовых повторяемостях скоростей ветра, установленным на основе обработки наблюдений за 10-летний период.

Расчеты показали, что около 50 метеорологических станций характеризуются удельной энергией менее 1000 кВт·ч/м². Наибольшие запасы энергии ветра (более 2000 кВт·ч/м²) сосредоточены в районах, характеризуемых данными метеостанций: Аркалык — 4400 кВт·ч/м², Державинка — 2300; Амангельды — 2000; Степногорск — 2100 (Тургайская область); Ерментау (Целиноградская область) —3600 кВт·ч/м²; свх. Краснокутский — 2319, свх. Оленинский — 4300, Баянаул — 2400 (Павлодарская область); Джетыгара — 2400 (Кустанайская область).

В Джезказганской области максимальные ветроэнергетические ресурсы сосредоточены в районах Улутау — 700 кВт·ч/м², свх. Айнабулакский — 1300; в Карагандинской области: Молодежная — 2000 кВт·ч/м², свх. им. Абая — 1300; в Кокчетавской: Кзылту — 1900 кВт·ч/м²; Северо-Казахстанской — свх. «Восток»— 1600.

При решении практических вопросов ветроиспользования следует учитывать, что вся энергия ветрового потока может быть утилизирована. В силу особенностей процесса преобразования энергии ветра в ветроустановках часть ее теряется при прохождении ветрового потока через ветроколесо, энергия больших скоростей ветра используется лишь частично, так как вступает в работу система регулирования, предохраняющая ветроустановки от перегрузок, и т. д.

Для ориентировочной оценки возможной выработки электроэнергии ветроэлектрическими станциями в двух наиболее перспективных для ветроиспользования зонах были выполнены соответствующие расчеты.

Аркалыкская возвышенность расположена в западной части Казахского мелкосопочника. Для расчетов взята северная окраина горного массива, ветроресурсы характеризуются данными метеостанций Аркалык. Примерная площадь для размещения ветроэнергетических установок — около 3,4 тыс. км². Горы Ерментау расположены на севере Центрально-Казахстанского мелкосопочника. Площадь ветроустановки принята равной 2,1 тыс. км². Ветроресурсы характеризуются данными метеостанций Ерментау.

При расчетах предполагалось, что на рассматриваемых территориях установлены ветродвигатели с диаметром ветроколеса 100 м, высотой башни 100 м, мощностью 3 МВт.

В первом варианте расчетная скорость ветра принята равной 11 м/с, скорость ветра, при которой ветродвигатель вступает в

работу,— 4,5 м/с, предельная скорость, при которой происходит остановка ветродвигателя,— 24 м/с. Во втором варианте при тех же параметрах ветродвигателя принято соответственно 23,0, 4,5 и 36 м/с.

Площадь поверхности земли, приходящаяся на один ветродвигатель, равна 1 км^2.

Результаты по первому варианту расчетов показывают, что при освоении ветроэнергоресурсов зоны Ерментау и Аркалыка можно получить соответственно 19 и 37 млрд кВт·ч энергии. При увеличении расчетной и предельной скоростей ветра (второй вариант расчетов) выработка возрастает соответственно до 110 и 130 кВт·ч, что даже превышает потребности Казахстана.

Таким образом, можно заключить, что ветроэнергетические ресурсы некоторых зон Центрального Казахстана весьма большие и даже их частное использование может внести существенный вклад в энергетический баланс региона.

1.4. ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Одним из важнейших направлений экономии топливно-энергетических ресурсов является повышение уровня использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). В плане широкомасштабной реализации ВЭР необходимым условием является достоверный и всеобъемлющий учет их образования. В настоящее время планирующие организации не в состоянии учитывать даже на ближнюю перспективу количественное участие ВЭР в топливно-энергетических балансах региона, страны, несмотря на то, что для многих энергоемких предприятий представление отчетности об использовании ВЭР является обязательным. Отсутствие исследований энергоиспользования многих предприятий посредством энергобалансов затрудняет выявление истинных потенциалов ВЭР. Поэтому судить о современном состоянии образования и использования ВЭР возможно только по данным промышленных предприятий. Вторичные энергетические ресурсы образуются практически во всех отраслях промышленного производства. Сведения о наличии и использовании ВЭР (горючих и тепловых), сведенные в форму 11—СН, в ЦСУ республики в настоящее время представляют 11 союзных и республиканских министерств.

Наиболее крупными источниками ВЭР в промышленности Центрального и Северного Казахстана являются цветная и черная металлургия, нефтяная, химическая промышленность и машиностроение. Анализ выхода ВЭР, состояние их использования и некоторые перспективные показатели по отдельным предприятиям указанных отраслей промышленности приводятся ниже.

Черная металлургия

Карагандинский металлургический комбинат (КМК) является наиболее крупным потребителем топливно-энергетических ресур-

сов Центрального Казахстана. Объемы потребления энергетических ресурсов на КМК следующие:

	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Топливо, тыс. т у. т.	8040,1	7092,2	7147,4
Электроэнергия, млн кВт·ч	2698,8	3059,3	3275,7
Теплоэнергия, тыс. Гкал	4946,9	5689,8	5507,4

Металлургическое производство характеризуется высокой топливоемкостью. В этом плане особенно выделяется процесс выплавки чугуна в доменных печах, где его потребляется порядка 45%. Около 26% топлива расходуется в производстве агломерата, прокате черных металлов и обогреве коксовых батарей. На отпуск электро- и теплоэнергии от ТЭЦ расходуется ~9,5% топлива. В структуре топливопотребления преобладает кокс металлургический (включая коксик и коксовую мелочь) — 46%; доля коксового и доменного газа — приблизительно 30%, остальная часть приходится на долю мазута, угля и промпродукта. Среди объектов потребления электрической энергии особо выделяются производство агломерата (14,5%), кислорода и сжатого воздуха (21,0), прокат черных металлов (24%). Около 5% электрической энергии расходуется на выплавку чугуна и стали. Источниками вторичных энергетических ресурсов на КМК являются технологические печи и продукты плавки. Рассмотрим характеристики выхода тепловых ВЭР по отдельным переделам комбината.

Аглофабрика. На КМК работают 2 аглофабрики (№ 1 и 2) общей годовой производительностью 9,32 млн т агломерата. В первой установлены 4 аглоленты, во второй — 3. С каждой ленты в среднем отходит 480 тыс. нм^3/ч газов с температурой порядка 150°С и выходом около 900 тыс. Гкал ВЭР в год.

Доменный цех. Здесь сосредоточены значительные объемы низкопотенциального тепла — уходящие газы от воздухоподогревателей с температурой 300°С. Интерес представляет также тепло шлаков доменных печей ($1{,}5 \cdot 10^6$ Гкал/год), с которыми выносится около 0,2 Гкал тепла на 1 т чугуна.

Коксохимическое производство. На Карагандинском металлургическом комбинате установлено 7 коксовых батарей с общим выходом вторичных энергоресурсов порядка 1,3—1,4 млн Гкал/год. Из этого количества ВЭР используется только его четвертая часть для выработки тепловой энергии в установках КСТ-80 производительностью 93 т пара в час. Часть ВЭР в объеме около 1,2 млн Гкал/год не используется. Возможная выработка тепловой энергии из этих ВЭР могла бы составить 850 тыс. Гкал/год при возможной экономии топлива 150—155 тыс. т у. т./год.

Сталеплавильное производство (цехи № 1 и 2). В мартеновских цехах установлены 6 конвертеров: в цехе № 1—2 и во втором — 4. Производительность конвертеров цеха № 1 — по 150 т/ч каждый, № 2 — 10—12 т. Вторичными энергетическими ресурсами цехов

являются конвертерные газы с температурой 500—600°С объемом 150 000 нм³ в цехе № 1 и 25 000 нм³/ч в цехе № 2. С этими газами ежегодно отходит около 650—680 тыс. Гкал и вырабатывается 108 тыс. Гкал тепловой энергии в год. Экономия топлива за счет использования тепла ВЭР составляет 19—20 тыс. т у. т.

Таблица 25. **Характеристика тепловых ВЭР мартеновских печей КМК по цехам № 1 и 2**

Показатели	№ 1	№ 2
Годовое производство стали, тыс. т/год	1120	354,6
Вид топлива, используемого в печах	Коксовый, газ, мазут	Мазут
Средняя производительность печи, т/ч	150	11,09
Количество уходящих газов за регенератором, нм³/ч	150 000	25 200
Температура газов, °С:		
за регенератором	700	450—650
перед котлом-утилизатором (КУ)	500—600	—
после КУ	250	—
Тип КУ	КУ—100	—
Давление пара, ати		
фактическое	12—18	—
проектное	39	—
Температура пара, °С:		
фактическая	300—350	—
проектная	400	—
Выход ВЭР, Гкал/год	240 000	27 000—35000
Возможная выработка, »	218 000	16 600—21 400
Фактическая выработка, »	143 300	—
Выход ВЭР от установки испарительного охлаждения (УИО) »	58 680	—
Фактическое использование ВЭР УИО »	21 230	—

В мартеновском цехе № 1 (печи № 1 и 2) выход ВЭР составляет 240 тыс. Гкал/год. Возможная выработка тепловой энергии из этого объема ВЭР равна приблизительно 218 тыс. Гкал. Фактически же вырабатывается 125—140 тыс. Гкал тепла с экономией около 23—25 тыс. т у. т./год при возможной 40 тыс. т. Эти печи оснащены системой испарительного охлаждения, с помощью которой на комбинате получают 60—65 тыс. Гкал тепла в год и имеют экономию 120 тыс. т у. т. Удельный выход ВЭР — 0,052 Гкал/т.

Серьезной проблемой является использование тепла технологических продуктов. В частности, определенные трудности представляет утилизация тепла шлаков конвертерного и мартеновского производств, объем выхода ВЭР от которых составляет 220—250 тыс. Гкал/год. Трудности эти сопряжены с недостаточной разработанностью теплоутилизационного оборудования (табл. 25).

Еще одним источником выхода ВЭР в сталеплавильном производстве являются конвертеры с общим объемом тепла уходящих газов 690 тыс. Гкал/год. Возможная и фактическая выработка ВЭР

составляет 108 тыс. Гкал/год. Как и в мартеновском производстве, здесь также есть трудности с использованием тепла конвертерных шлаков, объем которых составляет 150 тыс. Гкал/год.

Начиная с 1985 г. на КМК только в сортопрокатном производстве введены установки непрерывной разливки стали (УНРС). Основными источниками потерь тепла здесь являются кристаллизаторы и зона вторичного охлаждения. Выработка ВЭР может составить порядка 600 тыс. Гкал/год. В настоящее время они не используются из-за отсутствия проектной документации на системы испарительного охлаждения.

Прокатное производство. В обжимном цехе не используется тепло уходящих газов нагревательных колодцев с температурой 300°С и в объеме около 1 млн Гкал/год.

В листопрокатном цехе № 1 из четырех методических печей отходит около 1,28 млн Гкал тепла в год, из них полезно используется только четвертая часть. Не используется тепло уходящих газов печей нормализации, за счет которых можно было бы сэкономить до 2000—2200 т у. т.

Известково-доломитные цеха. В известковом цехе № 1 пять шахтных печей выбрасывают в атмосферу по 93 000 нм³/ч газов с температурой 300—400°С. Использование их позволило бы получить порядка 45 000 т у. т. Не используется также тепло газов печей КС-100, ВП-1 и ВП-2 в цехе обжига известняка. Общий объем уходящих из них газов равен 130—135 тыс. нм³/ч с температурой от 500 до 800°С. Экономия топлива здесь могла бы составить 22—25 тыс. т у. т./год. Показатели выхода и использования ВЭР обжиговых печей, по данным комбината, приведены ниже:

Показатели	Известковый № 1	Обжиг известняка
Среднее количество уходящих из печей газов, тыс. нм³/ч	18,5	130,0—135,0
Выход ВЭР из печей, тыс. Гкал/год	90—93	290—295
Температура газов, °С	300—400	500—800
Возможная экономия топлива, тыс. т у. т./год	45—47	22—25

Наиболее полно ВЭР используется в огнеупорном цехе. Здесь за вращающейся печью обжига доломита установлен котел-утилизатор КУ-60 производительностью 15 т пара в час (115—118 тыс. т пара в год), получая за счет этого ежегодно экономию порядка 9 тыс. т у. т.

Анализ выхода и использования ВЭР в целом по комбинату показывает, что здесь имеются значительные возможности по экономии топливно-энергетических ресурсов (табл. 26).

Из всего объема ВЭР фактически использовано только около 25%. Практически не используются тепловые ВЭР мартеновских печей цеха № 2, доменных и термических печей. Примерно на 50% используется тепло газов мартеновских печей цеха № 1, более чем

Таблица 26. **Объемы выхода и использования ВЭР на Карагандинском металлургическом комбинате,** тыс. Гкал/год

Источник ВЭР	Выход	Выработка		Фактическ. использов.
		возможная	фактическая	
Печи Мартеновские, цех № 1	330,0	202,0	202,0	165,0
№ 2	31,0	18,0	—	—
Доменные	450,0	450,0	230,0	—
Нагревательные	1953,0	1276,0	811,0	811,0
Термические	190,0	134,0	—	—
Обжиговые	394,0	218,0	52,0	52,0
Конвертеры	690,0	108,0	108,0	108,8
Коксовые батареи	1540,0	1380,0	280,0	280,0
Итого	5547,0	3769,0	1683,0	1416,0

на 40 — ВЭРы нагревательных печей. Слабо используются тепловые отходы конвертеров, коксовых батарей и обжиговых печей.

Ермаковский ферросплавный завод (ЕФЗ). Продукцией ферросплавного завода являются ферросилиций различных марок, феррохром 60%, ферросиликохром 60, 48 и 33%. Завод — крупный потребитель энергоресурсов среди предприятий черной металлургии (табл. 27).

Таблица 27. **Показатели энергопотребления ЕФЗ**

Продукция	Электроэнергия		Топливо	
	на единицу продукции, тыс. кВт·ч	на всю продукцию, млн кВт·ч	на единицу продукции, кг у. т.	на всю продукцию, тыс. т у. т.
Электроферросплавы			553	445,4
В том числе:				
Ферросиликохром 75	10,8	336,0	1050,3	33,0
65	7,9	1245,8	822	130,4
45	5,2	1157,7	546,7	120,6
25	3,1	400,7	292,7	37,5
20	2,6	0,7	259,7	0,07
Феррохром 60	3,8	770,4	450,3	92,3
Ферросиликохром 48	7,0	130,0	577,7	11,0
40	5,5	149,4	475,2	13,0
Прочее	—	—	—	—
Итого		4574,6	—	594,4

Как видно из таблицы, более 50% электрической энергии и 56% топлива, потребленных на этом предприятии, приходится на 65 и 45% ферросиликохром. Но по удельным показателям наиболее

электро- и топливоемкой продукцией является ферросиликохром 75%. На производство 1 т его расходуется 10 786 кВт·ч электроэнергии и 1060 кг у. т. Высок удельный показатель расхода электроэнергии и топлива и на выпуск ферросиликохрома — 48 и 40%. Но общий объем их потребления невелик из-за небольшого выпуска.

Высокие показатели потребления электрической энергии обусловлены технологической схемой производства ферросплавов. Она осуществляется в крупных электропечах средней мощностью 28,2 тыс. кВ·А каждая. Таких печей на заводе установлено 27 шт.

Источниками вторичных энергетических ресурсов являются ферросплавные печи. К сожалению, показатели выхода тепловых ВЭР в отчетных материалах завода не представлены, хотя объем их составляет внушительную цифру.

Ферросплавные печи также являются источниками горючих материалов. Годовой выход их приблизительно равен 130 тыс. т у. т., т. е. примерно 263 кг условного топлива на 1 т продукции. Часть этих газов (около 72 тыс. т у. т.) используется в котельных для получения тепла, а другая (около 59 тыс. т у. т.) теряется.

Джезказганский горно-металлургический комбинат (ДГМК) по уровню энергопотребления следует за КМК. Объем расхода энергии характеризуется следующими показателями:

	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Электрическая энергия, млн кВт·ч	2041,6	2112,7	2204,6
Тепловая энергия, тыс. Гкал	804,0	877,9	953,6
Топливо, тыс. т у. т.	193,9	195,1	211,8

Высокий объем потребления электрической энергии (30% от общего объема) на ДГМК обусловлен применением электротермического способа получения меди. Немногим меньше 70% электрической энергии используется на силовые процессы. Если рассматривать структуру потребления электроэнергии по технологическим переделам комбината, то на долю добычи и переработки медных руд приходится порядка 60% и только около 40% используется на металлургический передел.

В потреблении тепловой энергии около 60% приходится на процессы отопления, вентиляции и подогрева воздуха. В самом технологическом процессе теплоэнергия используется в незначительном количестве, в основном в производстве окатышей, анодной и рафинированной меди (~2%).

Из всего объема топлива, потребленного на ДГМК, свыше 80% идет на выработку тепловой энергии. Около 14% топлива используется в производстве черновой и рафинированной меди.

В структуре потребления топлива преобладает уголь (77%), который в основном используется для получения тепловой энергии на ТЭЦ и котельных, в производстве анодной меди для отопления анодных печей 22% приходится на топочный мазут. Хотя ДГМК

является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов, здесь очень мало внимания уделяется использованию вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). По актам обследования использования ВЭР на комбинате, ориентировочный выход его составляет 1 млн Гкал, за счет которых можно было бы получить порядка 300 тыс. Гкал/год теплоэнергии, сэкономив до 160 тыс. т у. т. Ориентировочные данные по выходу и возможной выработке тепла (тыс. Гкал/год) на комбинате приведены ниже:

Источники ВЭР	Ориентировочный выход ВЭР	Возможная выработка тепла
Тепло отходящих газов:		
анодных печей (4 шт.), 700°С, 8200 м³/ч	62,0	30,0
конвертеров, 1250°С, 45 000 м³/ч	237,8	98,4
серосжигающей установки	55,2	24,5
Тепло шлаков рудотермической печи	70,0	—
Прочие источники	600,0	170,0

В настоящее время только 0,1% потребности комбината в теплоэнергии удовлетворяется за счет использования тепла сжатого воздуха на рудниках. Общее количество теплоэнергии, получаемое от охлаждения сжатого воздуха, составляет ориентировочно 500 тыс. Гкал/год, из этого количества используется всего около 1000 Гкал/год, или 0,2% от возможного его выхода. Крупными источниками вторичных энергоресурсов являются отходящие газы конвертеров. Выход ВЭР из этих агрегатов составляет 200 тыс. Гкал/год с возможной выработкой тепла порядка 30 тыс. Гкал. В настоящее время это тепло на комбинате не используется, хотя имеется некоторый опыт его утилизации. Так, по данным [110], установка энерготехнологического агрегата за конвертером в составе напыльника с испарительным охлаждением и котлом-утилизатором позволит вырабатывать в год до 50 тыс. Гкал тепла в виде пара.

Не используется тепло отходящих газов анодных печей, выход которых составляет 8200 м³/ч с температурой 700°С. Возможная выработка теплоэнергии за счет использования этих газов могла бы составить около 30 тыс. Гкал/год. На ряде отечественных и зарубежных медеплавильных заводов тепло отходящих газов этих печей используется для нагрева дутьевого воздуха [110].

Крупным источником тепловых ВЭР на ДГМК являются установки сжигания серы, тепло газов с которых составляет 55 000 Гкал/год, возможная выработка тепловой энергии — свыше 20 тыс. Гкал/год.

Значительные трудности возникают при определении путей использования тепла шлаков рудотермических печей. В настоящее время нет надежных утилизационных установок по реализации такого вида ВЭР.

Вместе с тем объемы этих ВЭР составляют порядка 70 тыс. Гкал/год. Такого же рода трудности встречает использование тепла кристаллизации анодной меди с выходом примерно 15 тыс. Гкал/ /год.

Весьма велики объемы низкопотенциальных тепловых ВЭР на ДГМК. К ним относятся газы сушильных барабанов фильтровально-сушильного отделения с температурой около 70°С и объемом 8000 нм³/ч, дымовые газы фильтрующего слоя с теми же температурой и объемом выхода, тепло вентиляционных выбросов, охлаждения конструкций рудотермических печей, конвертеров, компрессорных установок. Общий выход их по комбинату — около 700 тыс. Гкал/год с возможной выработкой примерно 130—140 тыс. Гкал тепла. Точное определение объемов, качественных характеристик и возможности их использования на комбинате требуют проведения ряда научно-исследовательских работ, в том числе изучения и составления топливно-энергетических балансов как отдельных агрегатов — источников ВЭР, так и всего комбината.

Таблица 28. **Потребление энергии ПНПЗ**

Показатели	Электроэнергия, млн кВт·ч		Теплоэнергия, тыс. Гкал		Топливо, тыс. т у. т.	
	1980 г.	1986 г.	1980 г.	1986 г.	1980 г.	1986 г.
Всего потреблено	134,0	313,8	823,2	1407,5	299,6	481,8
В т. ч. первичная переработка нефти	94,2	103,3	492,2	644	190,1	237,4
Каталитический риформинг	25,9	—	281,2	251,3	82,4	73,4
Гидроочистка	13,4	19,9	42,2	625	26,4	38,4
Производство серы	0,5	3,0	76	50,8	0,64	4,08
Прочее	2,7	10,8	24,1	115,0	—	11,3
Итого	136,7	324,6	847,3	1522,5	299,6	493,1

Павлодарский нефтеперерабатывающий завод (ПНПЗ) — один из крупных потребителей энергетических ресурсов в промышленности центрального региона. Показатели потребления энергетических ресурсов нефтеперерабатывающим заводом приведены в табл. 28.

Наиболее энергоемким процессом на заводе является первичная переработка нефти, здесь потребляется порядка 50% топлива, свыше 45% тепловой и 33% электрической энергии.

Принципиальная технологическая схема переработки нефти в Павлодаре аналогична таковой на других таких же заводах.

Наиболее крупными источниками вторичных энергетических ресурсов на заводе являются технологические печи первичной переработки нефти ЭЛОУ-АТ. Здесь установлены котлы-утилизаторы типа КУ-101 и КУ-201 проектной производительностью соответственно 20 и 30 Гкал тепла в час. Выход ВЭР из технологиче-

ских печей ЭЛОУ-АТ, например ЛК-6У № 1, составляет в среднем около 300 тыс. Гкал/год, из них можно было бы получать 85 тыс. Гкал тепла. Фактически здесь получают лишь 37—40 тыс. Гкал тепла в год (табл. 29).

Таблица 29. **Тепловые вторичные энергетические ресурсы нефтеперерабатывающего завода** (данные 1985 г.)

Источник ВЭР	Выход ВЭР, тыс. Гкал/год	Выработка тепла, тыс Гкал/год		Экономия топлива, тыс. т у. т./год	
		возможная	фактич.	возможная	фактич.
Физическое тепло уходящих газов печей:					
ЭЛОУ-АТ	338,4	93,6	37,0	15,9	6,3
битумных	47,5	21,1	2,8	3,6	0,5
установки КТ-1	233,0	133,8	59,4	22,7	10,1
реактора регенератора установки КТ-1	231,8	169,4	109,3	28,8	18,6
дымовых газов установки производства водорода	242,6	134,8	85,1	22,9	14,4
Прочие	3,2	1,3	0,9	0,2	0,2
Всего	1115,4	570,6	300,4	97,0	51,0

Как видно из данных, приведенных в таблице, завод располагает значительным выходом ВЭР. При этом различными утилизационными установками вырабатывается тепла более чем на 50% меньше от возможного и на столько же сокращается экономия первичных топливных ресурсов. Одной из основных причин неудовлетворительного использования ВЭР на заводе является несоответствие фактической производительности утилизационных установок проектной. Например, котел ПКК-100/45 в 1985 г. при проектной производительности 37 Гкал/ч вырабатывает 25 Гкал/ч тепла, котел-утилизатор КУ-150Б на той же установке вместо 16 вырабатывает 8.

Котлы-утилизаторы КУ-101 и КУ-201 производительностью соответственно 20 и 30 Гкал/ч вообще не работают. На половинной мощности работают пароперегреватели установки производства водорода. Кроме того, более 20 тыс. Гкал тепла теряется в трубопроводах, с невозвращаемым конденсатом, горячей водой и пр.

На заводе имеются источники горючих вторичных энергетических ресурсов. По данным за 1985 г., выход их составил более 68 тыс. т у. т., и они полностью использованы предприятием на технологические нужды.

Производственное объединение «Карбид» основной продукцией имеет карбид кальция. Здесь производятся также каучук, ацетальдегид, уксусная кислота, этилацетат, углекислота, винипол и др.

Динамика потребления энергии на этом предприятии характеризуется следующими показателями:

	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Электроэнергия, млн кВт·ч	1460,8	1072,0	1156,0
Теплоэнергия, тыс. Гкал	746,5	764,2	752,2
Топливо, тыс. т у. т.	316,8	223,0	256,7

Основная доля электрической энергии используется в производстве карбида (90%), который осуществляется в мощных электропечах. Около 5% электрической энергии потребляется для выпуска синтетического каучука. Потребителями тепловой энергии на ПО «Карбид» в основном являются производства синтетического каучука и ацетальдегида (свыше 70%). На долю карбида кальция приходится около 5 и уксусной кислоты ~4% расхода тепла.

Данные о выходе ВЭР на ПО «Карбид» весьма скудны. На предприятии имеются источники выхода горючих и тепловых вторичных энергоресурсов. Горючими ВЭР являются газы СО — побочный продукт при получении карбида кальция с удельным выходом приблизительно 80—100 кг у. т. на 1 т карбида. Годовой выход горючих газов СО, по данным 1986 г.,—21,2 тыс. т у. т. Фактически использовано газа 4,5 тыс. т у. т., а 24,7 потеряно.

Другим источником ГВЭР является абгаз — побочный продукт контактирования этилового спирта и поглощения из контактного газа дивинила. Теплотворная способность его—около 4000 ккал/м^3. Этот газ используется в производственном процессе самого предприятия для нагрева контактных печей дивинильного производства.

В контактных печах дивинильного производства выделяются также тепловые ВЭР с выходом приблизительно 7500 Гкал/год. За этими печами установлен котел-утилизатор типа КГ-2921 производительностью 0,9 Гкал/ч. Экономия топлива при этом — порядка 900 т у. т.

Павлодарский тракторный завод среди рассмотренных предприятий не отличается высокой энергоемкостью продукции. Показатели потребления энергии здесь выглядят следующим образом:

	1981 г.	1985 г.	1986 г.
Топливо, тыс. т у. т.	60,3	—	149,0
Электроэнергия, млн кВт·ч	556,7	699,6	741,5
Теплоэнергия, тыс. Гкал	754,6	814,8	836,0

В структуре расхода энергии доля топлива занимает небольшую величину. Однако за последние 5 лет объем потребления его резко повысился (в 2,5 раза) за счет увеличения объема производства поковок, горячих штамповок, а также термообработки металлов и чугунного литья. В структуре топливопотребления преобладают мазут (56,7%), в основном используемый в процессе термообработки металлов, и кокс (около 24%) для чугунного литья. В неболь-

шом количестве в процессах термообработки и чугунного литья потребляется и сжиженный газ (18%).

Потребление электрической энергии за этот же отрезок времени возросло на 13,3% при росте товарной продукции машиностроения и металлообработки более чем в 5 раз. Преобладающая доля электрической энергии здесь расходуется на силовые процессы (около 54%), на долю технологического потребления электроэнергии приходится порядка 33%, остальная часть идет на освещение. В технологических процессах электроэнергия используется в сталеплавильных электропечах типа ДСП-6Н2. В сталелитейных цехах завода таких печей установлено 19 мощностью 6 МВт каждая. Для выплавки чугуна кроме вагранок здесь используются 4 индукционно-тигельных миксера ИЧТМ-10 мощностью 1,2—1,3 МВт. В использовании электрической энергии за последние 6 лет наблюдаются значительные улучшения. Характерным показателем совершенствования электропотребления являются удельные показатели их расхода. Так, на каждые 1000 руб. продукции машиностроения и металлообработки расход электрической энергии снизился с 2126 кВт·ч в 1981 г. до 724 в 1986 г., в том числе на выплавку стали с 827 кВт·ч/т в 1981 г. до 753 в 1986 г. Расход электроэнергии на выработку сжатого воздуха на протяжении ряда лет остается стабильным — порядка 95—95,5 кВт·ч в расчете на получение 1000 м^3 воздуха.

Завод располагает значительными объемами ВЭР, но практическое использование их находится на низком уровне. Источниками вторичных ресурсов являются печи: термические нагревательные, вагранки, сушилки и пр., сосредоточенные в чугуно- и сталелитейных цехах. Выход их равен примерно 500—530 тыс. Гкал/год с возможной выработкой 48—50 тыс. Гкал тепла. В целом по заводу, по данным 1986 г., здесь имеется около 730—750 тыс. Гкал ВЭР, из которых можно было бы получить 50—60 тыс. Гкал тепла.

Глава 2

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

Основой роста развития отраслей народного хозяйства, в первую очередь промышленности, являются соответствующая энергетическая база и глубина электрификации. Рассмотрим вкратце пути развития производительных сил региона и соответствующие этому генерирующие мощности, а также уровни электрификации отдельных отраслей.

2.1. РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ СИЛ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БАЗЫ

В развитии производительных сил республики большое место занимают области Северного и Центрального Казахстана. На долю этого региона приходится 37% всей территории и 38,6% общей численности населения Казахстана.

Минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы региона привлекали внимание промышленников России еще в XIX в. В 1857 г. горнопромышленная компания купцов Н. Ушакова и А. Рязанова построила Спасский медеплавильный завод на базе Успенского и Спасско-Воскресенского месторождений. По тем временам это было крупное металлургическое предприятие не только в Казахстане, но и в России. Его мощность составила 5,0 тыс. т меди в год. Завод просуществовал почти 60 лет [22]. Это предприятие снабжалось электроэнергией от электростанции мощностью 435 кВт — самой крупной электростанции в Казахстане того времени.

До революции здесь работал Экибастузский цинковый завод, имелись шахты в Караганде, Экибастузе и др. В 1918 г. все они были национализированы.

В годы гражданской войны предприятия цветной металлургии Северного Казахстана бездействовали, а угледобыча в Караганде сократилась в 5 раз.

Для восстановления и дальнейшего развития народного хозяйства Советским правительством первостепенное значение придавалось тяжелой индустрии на базе электрификации. Курс партии

на электрификацию страны был намечен в ленинском плане ГОЭЛРО. Именно в нем впервые сформулированы научно обоснованные предложения по электрификации народного хозяйства Северного Казахстана.

В «Бюллетене ГОЭЛРО» № 4 за 1920 г. об электрификации Западной Сибири говорится: «В районе вдоль Сибирской железной дороги в первую очередь намечается электрификация крупных торгово-промышленных центров: Тюмени, Омска, Новониколаевска, Томска, Ялуторовка, Петропавловска и др., а также электрификация сельского хозяйства. Кроме того, в первую очередь надлежит электрифицировать район Павлодара на р. Иртыш».

«Кроме того,— сообщалось в бюллетене,— в Кургане, Омске, Павлодаре и Красноярске будут сооружены четыре станции мощностью 15 тыс. кВт каждая» [23].

Особое значение в плане ГОЭЛРО придавалось развитию цветной металлургии Казахстана. В частности, была выдвинута обширная программа по реконструкции старых и строительству новых медеплавильных заводов, в том числе Спасского завода и Успенского рудника. До 1925 г. эти объекты были восстановлены. Несмотря на это, страна продолжала испытывать нужду в цветных металлах. В связи с этим в 1925 г. началось строительство Карсакпайского медеплавильного завода, который вступил в строй в 1928 г. Строились также Джезказганские медные рудники, узкоколейная железная дорога в байконурские угольные шахты. Для электроснабжения этих объектов была введена в эксплуатацию электростанция мощностью 1340 кВт.

В 1927—1928 гг. Советский Союз в основном достиг довоенного уровня производства цветных металлов. Однако потребность народного хозяйства в них удовлетворялась еще далеко не полностью. Например, меди производилось 48% от потребного количества, цинка — 8 и свинца — 6. В увеличении производства цветных металлов по стране особая роль отводилась Казахстану. Здесь были широко развернуты геологоразведочные работы и выявлены значительные запасы цветных металлов. Среди них самым крупным было Коунрадское месторождение меди (открыто в 1928—1930 гг.).

Большие запасы и сравнительно неглубокое залегание руды Коунрадского месторождения, позволявшие вести добычу открытым способом, послужили основанием для строительства в 1931 г. Балхашского медеплавильного завода. Здесь же интенсивно велись работы по сооружению крупной по тем временам тепловой электростанции.

В 1938 г. на Балхашском комбинате были получены медный концентрат и черновая медь. В 1939 г. этот комбинат выдавал примерно 8,2% черновой меди от ее производства по стране. Первая очередь Балхашской ТЭЦ была введена в эксплуатацию еще раньше. Монтаж первого турбоагрегата мощностью 25 тыс. кВт начался в 1936 г., а в 1937 г. самая мощная в республике Балхашская ТЭЦ дала промышленный ток. Работала станция на караган-

динском угле. Для перевозки твердого топлива и других грузов была построена железнодорожная линия Караганда—Балхаш.

В 30-е годы страна сильно нуждалась в угле. 15 сентября 1931 г. было принято постановление ЦК ВКП(б) о создании на базе угольных месторождений Караганды третьей мощной угольной базы СССР [24]. Для увеличения объема добычи угля необходима была соответствующая энергетическая база. В связи с этим в 1930 г. в Караганде началось сооружение Центральной тепловой электростанции (ЦЭС), первая очередь которой вступила в эксплуатацию в мае 1933 г., а вторая — в ноябре того же года. ЦЭС была оборудована двумя турбинами мощностью соответственно 3,1 и 5 тыс. КВт.

С пуском ЦЭС снабжение Карагандинской области энергией резко улучшилось. В бассейне начались работы по механизации угледобычи, применению врубовых машин и электровозной тяги. В 1933 г. в шести шахтах вступили в строй электрические подъемные лебедки, а в 15 — паровой водоотлив был заменен электрическим. Впервые была введена механизация на подземных работах — подрубка угля врубовыми машинами, доставка конвейерами, бурение шурфов электросверлами [25].

В результате электрификации шахт объем добычи карагандинского угля в 1934 г. увеличился в 12,4 раза по сравнению с 1920 г. Несмотря на это, потребность страны в угле не уменьшалась. В Караганде стали строить еще шахты. Вскоре мощности ЦЭС не могли удовлетворить растущие потребности Караганды. На ЦЭС был установлен дополнительный агрегат мощностью 6 тыс. кВт, но и этого оказалось мало. Встал вопрос о строительстве здесь новой, более мощной электростанции.

В решениях VIII Краевой конференции (январь 1934 г.) была признана необходимость начала работ по сооружению Карагандинской ГРЭС и крупной ГЭС на Иртыше [26].

В предвоенные годы на территории рассматриваемого региона были выявлены и разведаны крупные запасы богатых железных руд (месторождения Атасуйское, Каркаралинское и др.), было намечено построить металлургический завод с полным циклом. Этому помешала Великая Отечественная война.

В 1940 г. вступила в строй первая очередь Джезказганского горно-обогатительного комбината, что послужило началом широкого освоения богатейших ресурсов еще одного месторождения цветных металлов [27].

В годы Великой Отечественной войны страна испытывала острую нужду в угле, цветных, черных металлах. В кратчайший срок был построен в 1942 г. и введен в эксплуатацию в 1942 г. Джезказганский марганцевый рудник в Карагандинской области [27]. Из-за временной потери Донбасса и Подмосковного бассейна снабжение страны углем пришлось на Караганду и Кузнецк. Объем добычи угля в Карагандинском бассейне за этот период увеличился в 1,5 раза.

Были расширены производства на Балхашском и Карсакпайском медеплавильных заводах. В Темиртау на базе демонтированного на территории европейской части страны металлургического оборудования в кратчайший срок был сооружен передельный металлургический завод, в 1944 г. начавший выпускать мартеновскую сталь.

В 1942 г. были организованы Петропавловский завод малолитражных двигателей и «Целиноградсельмаш» по выпуску сеноуборочных машин. В Карагандинской области строился завод синтетического каучука, карбидный цех которого был сдан в эксплуатацию в 1943 г.

В 1943 г. на базе оборудования «Клинволокно» и «Каменскволокно» организован Кустанайский завод искусственного волокна. Все они не могли работать без соответствующей энергетической базы. В связи с этим в 1942 г. на берегу Нуринского водохранилища были введены в эксплуатацию первые агрегаты Карагандинской ГРЭС-1. На этой станции в течение 15 лет (с 1942 по 1956 г.) было введено 273 МВт мощности.

В годы войны вошли в эксплуатацию Петропавловская ТЭЦ и ТЭЦ Кустанайского завода искусственного волокна, установлены новые мощности на Балхашской ТЭЦ.

В послевоенные периоды производительные силы Северного и Центрального Казахстана получили дальнейшее развитие. Так, в 1946—1955 гг. в Джезказгане были построены новые мощности шахты и карьеры, введена в действие крупная обогатительная фабрика, создано Кенгирское водохранилище, построена мощная ТЭЦ.

В 1946 г. в Карагандинской области было задействовано небольшое цементное производство, на базе которого в 1960 г. организовано производство асбестоцементной продукции.

В 1946 г. полностью освоил, а в 1948 г. уже перекрыл проектную мощность Казахский металлургический завод, а в 1956 г. на базе Атасуского месторождения в Темиртау началось строительство Карагандинского завода с полным металлургическим циклом. В 1960 г. была задута его первая домна. В настоящее время предприятие выпускает более 50 видов продукции, но специализируется на выпуске листового проката. На комбинате имеются доменные печи полезным объемом 1719 и 2700 м^3, введены в действие кислородные конвертеры емкостью 250 т. В прокатных цехах действуют слябинг и высокопроизводительный стан белой жести и др. Электроснабжение комбината приходится на ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 мощностью соответственно 180 и 435 МВт.

В 50-е годы на Карагандинском заводе синтетического каучука были введены в действие цеха основного производства ацетальдегида и уксусной кислоты. В этот период значительно увеличился объем добычи карагандинского угля — в 1950 г. в 1,4, в 1955 г.— в 2,1 и в 1960 г.— в 2,8 раза по сравнению с 1946 г. Для электроснабжения предприятий потребовались новые генерирующие мощ-

ности. Так, в 1955 г. на КарГРЭС-1 введен в эксплуатацию агрегат мощностью 50 тыс. кВт.

В 60-е годы производительные силы Карагандинской области получили дальнейшее развитие. Наращивались мощности действующих предприятий, сооружались новые заводы, цеха. Так, в 1960 г. был введен в эксплуатацию комбинат Карагандинской асбестоцементной конструкции, строились цех по производству серной кислоты на Балхашском горно-металлургическом комбинате, новые рудники, обогатительные фабрики и др. Все это требовало дополнительной электрической энергии, а существующие генерирующие мощности не позволяли полностью покрыть растущую потребность в ней. В связи с этим директивными органами было принято решение о строительстве в Караганде более мощной тепловой электростанции. В 1954 г. началось строительство Карагандинской ГРЭС-2 общей мощностью 700 МВт. В 1963 г. были введены в эксплуатацию агрегаты общей мощностью 100 тыс. кВт, и в 1967 г. ее строительство было закончено. С вводом мощностей этой станции электрический баланс Карагандинской области несколько улучшился.

В 1954 г. на базе Соколовского и Сарбайского железорудных месторождений началось строительство крупнейшего в стране горно-обогатительного комбината. В 1957 г. он отгрузил первую руду для заводов Урала. Одновременно здесь строился обогатительный комбинат, проектная мощность которого освоена в 1965 г. В настоящее время производственная мощность комбината по сырой руде составляет 30, по горной массе — 170 млн т. Комбинат производит в год более 3 млн т агломерационной руды, 12 млн т железорудного концентрата и 8,5 млн т железорудных окатышей. Для трудящихся этого горно-обогатительного комбината был построен г. Рудный.

С целью бесперебойного энергоснабжения комбината и города были построены линии электропередачи напряжением 500 кВ Троицк—Сарбай и подстанция в Сарбае, а также Рудненская ТЭЦ мощностью 134 МВт.

В годы VIII пятилетки в Кустанайской области на базе Лисаковского месторождения оолитовых железных руд началось строительство крупнейшего горно-обогатительного комбината общей проектной мощностью 36 млн т сырой руды в год. Для электроснабжения этого комбината были построены линии электропередачи (см. рис. 3).

В 1964 г. выдал первые тонны глинозема Павлодарский алюминиевый завод. Для его энергоснабжения в 1960 г. было начато строительство Павлодарской ТЭЦ-1. В 1965 г. на этой станции были введены в эксплуатацию 2 агрегата по 50 МВт, в 1966 г. — 50, в 1967 г.— 50 и в 1968 г.— 50 МВт.

В 60-е годы в Павлодаре сооружались предприятия стройматериалов, получило развитие жилищно-коммунальное хозяйство. Для энергоснабжения этих отраслей народного хозяйства в 1956—

1960 гг. построена Павлодарская ТЭЦ-2 проектной мощностью 100 МВт.

В VIII пятилетке было предусмотрено ввести в действие мощности на Ермаковском ферросплавном заводе. В 1968 г. вступила в строй первая очередь этого предприятия, специализирующегося на выпуске сплавов на основе кремния, марганца, хрома и высокоглиноземных полупродуктов. Завод имеет 10 рудотермических печей мощностью по 16,5 МВт, которые выпускают ферросилиций различных марок.

В августе 1968 г. с конвейера сборочного цеха Павлодарского тракторного завода сошла первая машина марки «Казахстан». Завод имеет более 70 цехов и вспомогательных подразделений, более 30 автоматизированных линий, более 1000 прессов для холодной штамповки металла, чугунолитейное производство и др.

В 1965—1971 гг. для энергоснабжения промышленных предприятий и других отраслей народного хозяйства Павлодара строилась Павлодарская ТЭЦ-3. Эта станция постоянно расширялась, и в настоящее время ее мощность составляет 500 МВт.

Машиностроительный завод в Петропавловске, организованный в 1942 г., постоянно расширялся и стал одним из крупнейших заводов республики. В Петропавловске действуют и другие машиностроительные и металлообрабатывающие заводы, предприятия легкой и пищевой промышленности, стройматериалов и др. Для их энергоснабжения в 1955 г. началось строительство Петропавловской ТЭЦ-2 общей мощностью 450 МВт, станция введена на проектную мощность в 1969 г.

По разведанным запасам железной руды наша республика занимает третье место в стране после РСФСР и Украины. Основные запасы железной руды Казахстана — в Кустанайской, Карагандинской и Джезказганской областях. В Кустанайском железорудном бассейне сосредоточено более 85% разведанных запасов железных руд республики [29]. Запасы магнетитовых руд трех месторождений Кустанайской области — Качарского, Сарбайского и Соколовского — превышают таковые Урала и Криворожского железорудного бассейна (без железистых кварцитов) [29].

На базе Сарбайского и Соколовского месторождений работает крупнейший Соколовско-Сарбайский горно-обогатительный комбинат, включающий карьеры, подземные рудники, фабрики сухой и мокрой магнитной сепарации, окомкования и др. Добытые здесь руды сначала дробят, обогащают и затем отправляют на металлургические заводы Нижнего Тагила, Челябинска, Новотроицка, Новокузнецка, Караганды и других городов.

Несколько меньше запасы Алешинского, Шатыркульского, Коржункульского, Бенкалинского, Ломоносовского и других месторождений магнетитовых руд.

Кроме уникальных магнетитовых месторождений в Кустанайской области известны месторождения-гиганты оолитов бурых железняков—Лисаковское и Аятское.

На базе Лисаковского и Качарского месторождений сооружены горно-обогатительные комбинаты. В 1985 г. 88% добычи железорудного сырья в республике обеспечивали Соколовско-Сарбайский, Лисаковский и Качарский горно-обогатительные комбинаты.

В перспективе в этой области предполагается ввод Южно-Сарбайского и Шатыркульского рудников, дальнейшее развитие получат Качарский и Лисаковский ГОКи. Все это даст возможность увеличить производство товарной железной руды на рубеже XXI в. в 1,4 раза [28]. На долю черной металлургии падает более 70% электрической энергии, потребленной в 1985 г. промышленностью Кустанайской области. Дальнейшее развитие черной металлургии в этой области приведет к росту электропотребления. Это вызвано следующими обстоятельствами. Глубина карьеров Соколовско-Сарбайского горно-обогатительного комбината достигла 330 м, сокращаются рудные площади, идет снижение мощности по добыче сырой руды.

Комбинат принимает меры по развитию и поддерживанию мощностей по добыче сырой руды. В короткие сроки построен Коржункульский рудник мощностью 1,25 млн т с доведением ее в 1994 г. до 3 млн т. Освоена проектная мощность Соколовского подземного рудника.

На Сарбайском руднике объем скальной вскрыши возрастет на 40%. Покрытие ожидаемого дефицита по сырой руде предполагается за счет Качарского месторождения, которое в 1986 г. дало 1,8 млн т руды. Объем добычи качарской руды к концу XII пятилетки будет доведен до 7 млн т.

Руды Качарского карьера бедны и труднообогатимы по сравнению с таковыми Соколовско-Сарбайского месторождения. Все это приведет к увеличению объема электропотребления даже при сохранении объема и качества товарной продукции по ССГОКу.

Результаты научно-исследовательских работ специализированных организаций показали целесообразность комплексного использования лисаковских руд с получением глиноземистого шлака и сталеплавильного фосфатшлака с дальнейшей переработкой доменного шлака на глинозем и цемент.

В Рудном работает завод «Казогнеупор», который выпускает новые высокостойкие и эффективные огнеупорные материалы и изделия с применением самой передовой техники и технологии. По данным [32], в ближайшей перспективе предполагается ввод в эксплуатацию цехов по производству хромокислых, легковесных и стекловолокнистых огнеупоров.

Энергоемкой отраслью народного хозяйства является химическая промышленность. В Кустанае ее представляет завод химического волокна, который действует с 1943 г. и постоянно расширяется. Так, в 1978 г. организовано производство поливинилхлоридного волокна, в 1983 г.— полиакрилонитрильной нити, в 1984 г.— фенилона.

По данным [28], в XII пятилетке в Рудном и Лисаковске будут

введены в строй новые заводы химволокна, Кустанайский завод предполагается реконструировать и расширить, в результате чего объем производства химволокна в этой области к 2000 г. увеличится более чем в 4 раза.

Будет расширен и Кустанайский камвольно-суконный комбинат. В Кустанайской области намечается строительство предприятий по комплексной переработке магнетитовых руд, новых заводов машиностроения и металлообработки, в том числе заводов электродвигателей, дизельных двигателей и др.

В Кустанайской и Тургайской областях открыты Убаганская группа бокситовых месторождений и Западно-Тургайский бокситоносный район с крупнейшим Краснооктябрьским месторождением. Установлены промышленные масштабы никелевых руд Джетыгаринского района, где выявлено Шевченковское месторождение никель-кобальтовых руд. Все эти месторождения со временем будут включены в хозяйственный оборот.

На базе крупного Джетыгаринского месторождения хризотил-асбеста организован Джетыгаринский асбестовый комбинат. Производство асбеста в перспективе на 15 лет увеличится на 15—20%.

Таким образом, в ближайшей перспективе производительные силы Кустанайской области будут развиваться за счет расширения существующих и строительства новых предприятий. В результате потребность в электроэнергии возрастет на рубеже XXI в. на 17—18% по сравнению с 1985 г. [30].

Значительные запасы железной руды сосредоточены на территории Карагандинской и Джезказганской областей. Здесь имеется Атасуский железо-марганцевый бассейн, в него входят 578 месторождений и рудопроявлений черных металлов, среди них наиболее крупные Западный Каражал, Восточный Каражал и Большой Ктай. К этой группе примыкают менее значительные железомарганцевые и барито-полиметаллические месторождения Жумарт, Жайрем, Камыс, Клыч, Ушкатын, Таскарган, Бестюбе и др. На месторождениях Западный Каражал и Большой Ктай добываются железные и марганцевые руды, которые перерабатываются на Карагандинском металлургическом комбинате.

Крупный Карсакпайский железорудный бассейн расположен в Улутауском районе Джезказганской области. В него входят 14 отдельных железорудных месторождений, из них наиболее значительные Балбраун, Керегетас, Каражал, Каратас, Каратюбе, Састюбе, Боздак, Караш, Арыстану, Джетыкыз и др. Но они еще не освоены, хотя в перспективе некоторые из них могут быть привлечены в хозяйственный оборот.

Как показано, в Северном Казахстане выявлены крупные железомарганцерудные и железорудные бассейны и месторождения, которые являются и, видимо, будут служить сырьевой базой металлургических заводов Казахстана и Урала.

В связи с расширением Карагандинского металлургического комбината предполагается увеличение добычи и переработки же-

лезной руды, для чего потребуется определенное дополнительное количество электрической энергии.

В Северном Казахстане выявлены крупные источники цветных металлов. Еще в 30-е годы было открыто Коунрадское медно-молибденовое месторождение, тогда это было самое крупное месторождение меди в СССР. На его базе в 1931 г. начато строительство крупнейшего в СССР медеплавильного завода на берегу оз. Балхаш. В 1938 г. месторождение стали эксплуатировать открытым способом. В настоящее время значительная часть запасов Коунрада уже отработана. Добытая руда идет в основном на Балхашскую обогатительную фабрику и Балхашский медеплавильный завод.

Коунрадская руда включает больше 20 различных полезных компонентов. Кроме меди, она содержит молибден, рений, серебро, селен, таллий и в менее значительных количествах — индий, теллур и кадмий.

На Балхашской обогатительной фабрике и медеплавильном заводе извлекают медь, молибден, золото, серебро, рений, теллур и незначительную часть элементов-примесей.

Таким образом, Коунрадское месторождение явилось основой для создания крупного энергоемкого производства с полным законченным циклом и г. Балхаша.

В г. Балхаше кроме горно-металлургического комбината (БГМК) работают домостроительный комбинат, завод стеновых материалов, мясокомбинат и др. Здесь проживают 83 тыс. чел. Инфраструктура города создана для развития БГМК. Почти 90% энергопотребления в нем также связано с БГМК.

Для энергоснабжения БГМК и г. Балхаш была построена Балхашская ТЭЦ, которая постоянно расширялась (см. главу 3) и в настоящее время является одной из наиболее крупных тепловых электростанций Казахстана.

К крупнейшим в мире месторождениям меди относится Джезказганское [29].

Главный полезный компонент в рудах Джезказгана — медь. Среднее содержание ее здесь вдвое больше, чем в рудах важнейших рудников Америки, а также других гигантов Казахстана — Коунрада и Бощекуля. В рудах Джезказгана в значительных промышленных количествах содержатся также свинец, серебро и рений. Имеются определенные количества серы, цинка, кадмия, молибдена, индия, мышьяка, сурьмы, золота, осмия, селена, теллура и ряд редких и рассеянных элементов.

На базе этого месторождения в 1939 г. было начато строительство медеплавильного комбината. В годы Великой Отечественной войны стройка была прервана.

В IX пятилетке введены в действие мощности по добыче руды, первая очередь медеплавильного и медьэлектролитного завода на Джезказганском горно-металлургическом комбинате. На Джезказганском медеплавильном заводе в 1973 г. принята плавка гранулированной шихты в рудотермических печах с получением богатых

штейнов и высококремнистых отвальных шлаков. Джезказганский медеплавильный комбинат стал гигантом цветной металлургии страны, использующим более половины всего объема электроэнергии области. По нашему мнению, этот комбинат, развиваясь и дальше, останется крупным потребителем электроэнергии не только в Джезказганской области, но и в Казахстане.

Богатейшим источником цветных металлов является Бощекульское медно-молибденовое месторождение, расположенное между Целиноградом и Павлодаром. Здесь отработку руды можно производить карьерным способом. Освоение месторождения предполагается в ближайшие годы, здесь будет сооружен горно-обогатительный комбинат.

Значительные запасы медных руд содержатся в медных месторождениях Саякских групп (Саяк 1, 2, 3, 4, Джамбас, Тастау и др.). В этих рудах концентрируется 13 элементов, из них самостоятельное промышленное значение имеют медь, молибден, золото, железо. Попутно можно извлекать серебро, кобальт, висмут, селен, теллур, рений, ванадий и др. Саякское месторождение эксплуатируется для нужд Балхашского горно-металлургического комбината. Здесь созданы карьеры, поселок, построена железная дорога до г. Балхаша.

В последние годы открыты такие полиметаллические месторождения, как Узунжал, Акжал, Бестюбе, Алайгыр, Карагайлы, Жайрем, Асоран-2, Гульшад, Джезказган, Кайракты, Уралбай и др., включающие основную часть разведанных запасов свинца и цинка всего Центрального Казахстана. Из них в настоящее время осваиваются только Карагайлы и Акжал (не считая Джезказгана, который эксплуатируется давно). Видимо, в перспективе многие из этих месторождений войдут в хозяйственный оборот, что потребует соответствующей энергетической базы.

Одним из крупнейших в мире по запасам бедных вольфрамовых руд является Верхне-Кайрактинское месторождение, на которое приходится значительная доля общесоюзных запасов вольфрамовых руд. В настоящее время это месторождение осваивается, и на его базе будет создан крупный горно-металлургический комбинат. Для энергоснабжения комбината предполагается сооружение ТЭЦ.

В Карагандинской, Джезказганской, Целиноградской, Кокчетавской, Павлодарской областях открыты довольно многочисленные месторождения руд цветных, благородных металлов, а также редких и рассеянных элементов. Ряд из них эксплуатируется, а другие войдут в хозяйственный оборот в ближайшие годы.

На территории Северного Казахстана обнаружены месторождения бокситов. На богатой руде Аркалыкского месторождения работает Павлодарский алюминиевый завод. На западном борту Тургайского прогиба обнаружен ряд месторождений этого металла, среди них наиболее крупное — Краснооктябрьское, которое в ближайшее время войдет в хозяйственный оборот. На Павлодарском алюминиевом заводе будут построены мощности по производ-

ству металлического алюминия, что потребует расширения сырьевой базы.

Северный Казахстан богат запасами твердого топлива и другими полезными ископаемыми, что является основой дальнейшего крупномасштабного развития производительных сил. В настоящее время в регионе создан ряд крупных энергоузлов, энергия которых расходуется не только на производство промышленной продукции, но и для нужд коммунально-бытового хозяйства, сферы обслуживания, транспорта, строительства и др.

Среди основных энергоузлов региона следует отметить Караганда-Темиртауский промышленно-территориальный комплекс. Здесь работают Карагандинский металлургический комбинат, ПО «Карбид», ПО по производству горношахтного оборудования, заводы отопительного оборудования, по ремонту горношахтного и горнотранспортного оборудования, асбоцементизделий, литейно-механический, металлоконструкций, стройиндустрии. Здесь действует ПО «Карагандауголь», в составе которого около 30 шахт и несколько карьеров, углеобогатительные фабрики, объединение «Карцемент», комбинат стройпластмасс и многочисленные предприятия легкой и пищевой промышленности.

Здесь живет 12,7% городского населения республики и сосредоточено 14,4% городского жилищного фонда Казахстана.

В перспективе в Карагандинской области предполагается увеличение объема добычи углей за счет строительства разрезов Шубаркольский, Борлинский, шахты «Тентекская» и реконструкции некоторых существующих угледобывающих предприятий. Намечается строительство углеобогатительной фабрики.

Планирующими органами предусмотрено дальнейшее развитие черной металлургии за счет реконструкции и расширения Карагандинского металлургического комбината, где сооружаются и будут построены цеха по изготовлению жести, гнутых профилей, покрытий, 4 новые коксовые батареи (в том числе 2 вместо выводимых из эксплуатации), в цехе № 1 мартеновские печи предполагается заменить на конвекторы с донным дутьем, электросталеплавильный цех, стан «350» и др.

В перспективе будет завершено строительство Карагандинского завода резиновых технических изделий, что позволит в несколько раз увеличить производство конвейерной ленты, вентиляционных ремней и формовых технических изделий.

Планирующими органами намечаются расширение и реконструкция предприятий ПО «Карбид», что позволит увеличить выпуск ацетальдегида, этилацетата и другой продукции. Получат дальнейшее развитие отрасли машиностроения и металлообработки, промстройматериалов, легкой и пищевой промышленности.

Все это приведет к увеличению производства промышленной продукции по Карагандинской области в течение 15—20 лет в 1,4—1,5 раза, соответственно возрастут потребности в энергоресурсах.

Ряд крупных энергоемких производств сосредоточен в Павлодар-Экибастузском территориально-производственном комплексе. Здесь работают такие гиганты тяжелой индустрии, как Павлодарский алюминиевый, тракторный, нефтеперегонный, Ермаковский ферросплавный заводы, угольные разрезы, тепловые электростанции и др.

Интересы народного хозяйства требуют организации производства металлического алюминия на Павлодарском алюминиевом заводе, будут реконструированы и расширены тракторный, нефтеперегонный, ферросплавный заводы. Дальнейшее развитие получит угольная промышленность. Объем добычи углей открытым способом к 2000 г. увеличится более чем в 2 раза по сравнению с 1985 г. за счет ввода мощностей угледобывающих предприятий на Экибастузском и Майкюбенском месторождениях.

На этом комплексе сооружается Экибастузская ГРЭС-2 и будет построена Экибастузская ГРЭС-3 мощностью по 4 млн кВт каждая.

При работе трех Экибастузских ГРЭС ежегодный выход золошлаков составит более 20 млн т в год. Золошлаки экибастузского угля возможно использовать для производства глинозема, цемента, строительного кирпича, строительных материалов и др. На наш взгляд, было бы целесообразно создание в Экибастузе производства по переработке золошлаков Экибастузских ГРЭС с целью получения глинозема, цемента и других строительных материалов. Такое предприятие потребует значительного количества энергии.

Как отмечалось, крупные энергоемкие производства размещены на территории Джезказганской области.

В Джезказгане и Никольском действуют предприятия (шахты, карьеры, обогатительные фабрики, медеплавильные заводы) Джезказганского горно-металлургического комбината (ДГМК) им. К. И. Сатпаева.

Значительная доля джезказганской руды добывается подземным способом. По мере эксплуатации месторождения усложняются горно-геологические условия добычи руды и снижается содержание основного металла в руде. На ДГМК металл производится с помощью рудотермических печей, электролиза. Все это приведет к большим расходам электроэнергии на получение единицы натуральной продукции по сравнению с современным уровнем.

Балхашский горно-металлургический комбинат (БГМК) также потребляет больше электроэнергии по сравнению с 1985 г. На этом комбинате проводятся реконструктивные работы. Вместо отражательных печей строятся агрегаты плавки в жидкой ванне, которые потребуют больше электроэнергии, чем отражательные печи.

В ближайшее время будут построены Верхне-Кайрактинский горно-металлургический комбинат, канал Караганда—Джезказган и другие объекты. Все это приведет к увеличению объема электропотребления по Джезказганской области.

Основная специализация промышленности Целиноградской области — машиностроение и металлообработка. Здесь работают ПО «Целиноградсельмаш», «Целиноградкормаш», Макинский завод поршневых колец, Степногорский подшипниковый и Целиноградский насосный заводы, заводы сантехизделий, газовой аппаратуры и др. Многие из них будут реконструированы и расширены.

Функционируют комбинаты «Каззолото», стеновых материалов и керамики, многочисленные предприятия строительных материалов, легкой и пищевой промышленности, ТЭЦ. Дальнейшее развитие получит агропромышленный комплекс.

В перспективе на территории области предполагается сооружение заводов спецтехники для солонцовых земель, сантехнических и электромонтажных заготовок, мебельный комбинат и др. Все это приведет к увеличению объема электропотребления.

Основную долю промышленной продукции Северо-Казахстанской области выпускают предприятия, относящиеся к отраслям машиностроения и металлообработки — завод малолитражных двигателей, Мамлютский машзавод, Булаевский опытный спецзавод и др. Действуют завод силикатных стеновых материалов, мебельная фабрика, желатиновый и кожевенный заводы, швейная фабрика и др. В Петропавловске работают ТЭЦ и ряд предприятий стройиндустрии. В перспективе планируются реконструкция и расширение действующих машиностроительных и металлообрабатывающих заводов, предприятий стройиндустрии, стройматериалов, легкой и пищевой промышленности.

Возрастет обеспеченность людей благоустроенными квартирами, услугами сферы обслуживания и др. Все это также приведет к росту энергопотребления.

В Кокчетавской и Тургайской областях крупных энергоемких предприятий в настоящее время нет.

В Кокчетавской области имеются запасы редких металлов, железной руды, нерудных строительных материалов. На базе полезных ископаемых работают Кокчетавский каолиновый и Васильевский доломитовый рудник. В Кокчетаве действуют приборостроительный завод, объединение «Кокчетавмебель», фарфоровый завод, швейная фабрика, мясокомбинат, заводы нестандартного оборудования, мясокостной муки и др. В областном и районных центрах есть многочисленные ремонтно-механические заводы, предприятия стройиндустрии, легкой и пищевой промышленности. На территории области производятся зерно и мясо-молочная продукция.

Все предприятия промышленности, агропромышленного комплекса, коммунально-бытового хозяйства и сфера обслуживания электроэнергию получают из других областей республики, а тепло — от местных котельных установок. В перспективе объем потребления электроэнергии народным хозяйством Кокчетавской области возрастет мало.

В Тургайской области крупным промышленным предприятием

является Тургайский бокситовый рудник, который добытую руду поставляет Павлодарскому алюминиевому заводу. Здесь действуют многочисленные предприятия стройиндустрии, легкой и пищевой промышленности, которые имеют в основном местное значение и по объему энергопотребления небольшие.

Для электро- и теплоснабжения г. Аркалык работает Аркалыкская ТЭЦ.

Согласно постановлению ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 23 сентября 1981 г. «О дополнительных мерах по ускорению развития добычи угля открытым способом в 1981—1990 гг.», предусмотрено освоение Тургайского бассейна. Перспективное месторождение этого бассейна — Орловское расположено на территории Тургайской области. Видимо, на уровне XXI в. этот источник будет освоен, и на его базе возможно сооружение крупной ГРЭС мощностью 4—6 млн кВт.

В области получит дальнейшее развитие сельское хозяйство.

Таким образом, приросты объемов энергопотребления Северного и Центрального Казахстана связаны с развитием энергоемких предприятий Кустанайской, Джезказганской, Карагандинской, Павлодарской и отчасти Целиноградской областей, проблемами водообеспечения народного хозяйства Центрального и Северного Казахстана, дальнейшим развитием транспорта, в первую очередь железнодорожного на базе электротяги, ростом благоустроенного жилищного фонда, развитием инфраструктуры и др.

2.2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Как показано в п. 2.1, производительные силы Северного и Центрального Казахстана растут высокими темпами. Особое развитие получили энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии, химическая и нефтехимическая промышленность, машиностроение и металлообработка, угледобывающие и углеперерабатывающие предприятия, промстройматериалов, сельское и коммунально-бытовое хозяйство. Все это привело к увеличению объема потребления энергоресурсов, что потребовало создания соответствующей энергетической базы.

Рассмотрим современное состояние производства и потребления электрической и тепловой энергии, а также топлива.

Производство и потребление электроэнергии. Северный и Центральный Казахстан занимает первое место в республике по производству электроэнергии. Удельный вес его в этой области постоянно повышается и в 1985 г. составил 67,5% против 49,2% в 1960 г.:

Регион	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Северный	49,2	55,2	53,7	62,3	64,3	67,5
Южный	15,5	14,5	19,3	16,5	17,3	17,3
Восточный	24,1	22,5	18,7	12,3	9,5	7,2
Западный	11,2	7,8	8,3	8,9	8,9	8,0

Вся электрическая энергия в регионе производится на тепловых электростанциях. Темпы выработки электроэнергии электростанциями этого региона постепенно снижаются. Так, рост производства электрической энергии в 1970 г. увеличился в 3,6 раза по сравнению с 1960 г., в 1980 г.— в 2,1 раза по сравнению с 1970 г., а в 1985 г.— на 41% по сравнению с 1980 г.

Вырабатываемая здесь электрическая энергия не только покрывает потребность отраслей народного хозяйства этого региона, но и в значительных объемах передается в другие районы. Если в 1970 г. в другие районы передавалось 37% выработанной энергии, то в 1980 г.— 42,6%, а в 1985 г.— 50,3%. Такой показатель стал возможным в результате ввода в эксплуатацию крупных тепловых электростанций на базе дешевых экибастузских углей. В настоящее время здесь работают такие крупные тепловые электростанции страны, как Экибастузская ГРЭС-1 мощностью 4 млн кВт, Ермаковская ГРЭС мощностью 2,4 млн кВт и др.

В отраслях народного хозяйства рассматриваемого региона расходуется более половины потребляемой в Казахстане электроэнергии. Доля региона в электропотреблении республики составила, %: 1970 г.— 53, 1975 г.— 53,8, 1980 г.— 54,5, 1985 г.—60,1. Тенденция ее роста объясняется вводом в эксплуатацию новых и расширением существующих энергоемких предприятий.

По темпам роста потребления электроэнергии рассматриваемый регион опережает республиканский показатель и по отношению к 1960 г. составил, %:

Потребитель	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Весь Казахстан	182	338	538	671	854
Северный Казахстан	199	357	577	729	1024

Более половины электроэнергии в Северном и Центральном Казахстане потребляется промышленностью, затем сельским хозяйством и транспортом (табл. 30). Как видно из таблицы, удельный вес промышленности и строительства постоянно снижается, а сельского хозяйства и транспорта — повышается. Увеличение объема потребления электроэнергии на транспорте и в сельском хозяйстве связано с электрификацией железных дорог, интенсификацией сельскохозяйственного производства.

Несмотря на снижение удельного веса отраслей промышленности этого региона в электропотреблении, абсолютный объем потребленной здесь электрической энергии растет довольно высокими темпами: 1970 г.— в 2,06 раза, 1975 г.— 3,27, 1980 г.— 4 и 1985 г.— в 4,8 раза по сравнению с 1965 г. При этом более 50% электрической энергии, потребленной промышленностью, расходуется в черной и цветной металлургии (табл. 31).

Из данных табл. 31 видно, что удельный вес черной металлургии, машиностроения и металлообработки в потреблении электроэнергии постоянно повышается, а цветной металлургии, химической

и нефтехимической промышленности, промстройматериалов, легкой и пищевой промышленности — снижается. Доля топливной промышленности и электроэнергетики находится на одном уровне.

Несмотря на снижение удельного веса некоторых отраслей промышленности в потреблении электроэнергии, абсолютный расход электроэнергии во всех отраслях постоянно повышается (табл. 32).

Таблица 30. **Удельный вес отраслей народного хозяйства в потреблении электроэнергии, %**

Отрасль	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Промышленность	64,3	62,0	60,0	50,9
Строительство	3,9	2,5	2,4	1,7
Сельское хозяйство	6,9	10,5	11,4	11,3
Транспорт	8,1	7,5	7,8	14,0
Коммунально-бытовое хозяйство	4,8	4,6	5,4	4,6
Прочие отрасли и потери в сетях	11,9	12,9	13,0	17,5
Итого	100	100	100	100

Таблица 31. **Удельный вес отраслей промышленности в потреблении электроэнергии, %**

Отрасль	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Топливная	13,8	10,4	8,3	8,0	8,8
Черная металлургия	8,7	27,6	34,7	36,3	36,0
Цветная металлургия	29,3	22,1	20,2	17,8	15,8
Химическая и нефтехимическая промышленность	17,0	11,5	9,1	8,4	6,3
Машиностроение и металлообработка	4,9	4,2	5,4	6,3	6,8
Промышленность стройматериалов	5,3	4,8	5,3	5,2	4,8
Легкая	0,4	0,6	0,8	0,6	0,7
Пищевая	2,1	2,0	1,8	1,8	1,5
Электроэнергетика	16,8	15,6	13,8	14,5	17,8
Прочие	1,7	1,2	0,6	1,1	1,5
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Высокие темпы электропотребления наблюдаются на предприятиях черной металлургии, легкой промышленности, а также в машиностроении и металлообработке. Это связано с вводом в эксплуатацию новых и расширением существующих горно-обогати-

тельных комбинатов, цехов Карагандинского металлургического комбината и машиностроительных предприятий.

В отраслях черной металлургии объем электропотребления (почти 100%) приходится на Ермаковский ферросплавный завод, Карагандинский металлургический комбинат, Соколовско-Сарбайский, Лисаковский, Качарский и другие горно-обогатительные комбинаты. Более 92% объема потребления электроэнергии в цветной

Таблица 32. **Рост объема потребления электроэнергии по отраслям пормышленности по сравнению с 1965 г., %**

Отрасль	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Топливная	155,9	197,6	233,6	305,7
Черная металлургия	654,7	1301,3	1669,6	1982,6
Цветная металлургия	155,5	224,3	242,8	258,1
Химическая и нефтехимическая промышленность	140,0	174,1	197,0	177,0
Машиностроение и металлообработка	176,9	354,3	510,5	662,4
Промышленность стройматериалов	186,2	323,6	393,0	432,0
Легкая	427,8	640,0	675,7	795,2
Пищевая	201,0	287,7	336,3	340,5
Электроэнергетика	191,9	268,4	345,8	508,5

металлургии падает на Джезказганский и Балхашский горно-металлургический комбинаты, Павлодарский алюминиевый завод. На машиностроительных и металлообрабатывающих заводах Павлодара, Целинограда, Караганды и Петропавловска потребляется более 90% электрической энергии от израсходованной в этих отраслях.

Расход электроэнергии в топливной промышленности связан с работой предприятий ПО «Экибастузуголь» и «Карагандауголь». В перспективе угольная промышленность Северного и Центрального Казахстана получит дальнейшее развитие и соответственно повысится объем потребления электроэнергии в этой отрасли.

Производство и потребление теплоэнергии. Рассматриваемый регион по производству тепла занимает первое место в республике (более 50% от таковых всей республики).

Если в других регионах республики темпы производства тепла выше, чем электроэнергии [12, 34, 35], то в Северном и Центральном Казахстане наблюдается обратная картина. Приведем показатели роста производства тепла и электрической энергии по региону по сравнению с 1965 г., %:

Энергия	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электрическая	176,1	308,9	373,9	518,2
Тепловая	195,0	293,9	368,2	437,4

Высокие темпы роста производства электрической энергии по сравнению с теплом связаны с вводом в эксплуатацию крупных электростанций на дешевых энергетических углях для электроснабжения других районов республики и страны.

Рост производства тепла по типам установок по уровням к 1965 г. составил, %:

Установка	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
ТЭЦ	228,8	319,0	407,0	486,7
Котельные	155,5	264,2	321,3	377,9
Утилизационные	234,2	331,0	438,0	528,2

Другая особенность этого региона — большой удельный вес ТЭЦ в производстве теплоэнергии (табл. 33).

Из табл. 33 видно, что удельный вес ТЭЦ в производстве теплоэнергии постоянно повышается, что связано с вводом ее мощностей в Павлодаре, Целинограде, Карагандинской, Джезказганской, а также Северо-Казахстанской областях.

Таблица 33. **Удельный вес ТЭЦ и котельных в общем объеме производства тепла по Северному и Центральному Казахстану, %**

Установка	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
ТЭЦ	51,2	60,0	55,6	56,6	57,0
Котельные	46,3	36,9	41,6	40,4	40,0
Утилизационные	2,5	3,1	2,8	3,0	3,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Удельный вес ТЭЦ по отпуску тепла потребителям в этих областях составил, %:

Область	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Павлодарская	66,9	88,2	81,7	80,7	81,1
Карагандинская и Джезказганская	55,3	53,3	53,0	52,5	54,3
Северо-Казахстанская	35,5	89,1	54,0	62,9	65,7
Целиноградская	33,8	34,1	42,0	56,3	47,0

Низок удельный вес ТЭЦ в теплоснабжении в Кустанайской, Тургайской областях, а в Кокчетаве вообще нет теплофикационной электростанции.

По объему теплопотребления на первом месте находятся отрасли промышленности (56—61%), затем следуют жилищно-коммунальное хозяйство и бытовое обслуживание, сельское хозяйство

и т. д. (табл. 34). Из табл. 34 видно, что среди отраслей промышленности наиболее теплоемкой является черная металлургия. Удельный вес ее в объеме теплопотребления до 1975 г. повышался, а в 1980 и 1985 гг. находился на одном уровне. Несмотря на это, абсолютный объем теплопотребления в этой отрасли вырос в 2,1 раза в 1970 г., в 4,1 раза в 1975 г., в 4,8 раза в 1980 г. и в 5,6 раза в 1985 г. по сравнению с 1965 г.

Таблица 34. **Структура теплопотребления отраслями народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана, %**

Отрасль	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Промышленность	61,6	59,7	61,4	58,6	56,4
В т. ч.					
Электроэнергетика	1,2	1,5	2,0	4,5	2,4
Топливная	5,0	7,0	5,4	6,3	5,5
Черная металлургия	8,9	9,6	12,5	11,5	11,5
Цветная металлургия	7,9	15,5	12,1	9,5	9,2
Химическая и нефтехимическая	6,3	3,7	3,4	4,0	4,2
Машиностроение и металлообработка	10,6	5,8	7,3	7,5	8,0
Промышленность стройматериалов	10,3	9,1	9,3	7,3	7,7
Пищевая	6,5	4,3	5,5	3,9	3,9
Прочие отрасли	4,8	3,2	3,9	4,1	4,0
Строительство	13,9	6,1	6,3	4,6	4,0
Транспорт	4,8	5,8	4,7	3,9	4,7
Сельское хозяйство	2,6	2,9	4,1	8,4	6,1
Жилищно-коммунальное хоз-во и быт. обслуживание	7,9	19,8	17,6	21,9	22,5
Прочие	9,2	5,7	5,9	3,7	6,2
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Значительные объемы теплопотребления связаны с работой Карагандинского металлургического комбината, с добычей и обогащением железной руды в Кустанайской и Карагандинской областях, а также с выпуском продукции на Ермаковском ферросплавном заводе. Удельный вес областей в объеме потребления тепла в черной металлургии выглядит таким образом, %:

Область	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Карагандинская	77,3	78,6	84,2	79,6	78,8
Кустанайская	22,6	16,8	12,3	11,8	12,9
Павлодарская	0,1	4,5	2,9	7,3	7,7
Другие	—	0,1	0,6	0,3	0,6

Цветная металлургия также относится к теплоемким отраслям промышленности. Табл. 34 свидетельствует о том, что доля этой

отрасли в теплопотреблении с 1970 г. постоянно снижается. Несмотря на это, абсолютный объем теплопотребления здесь вырос в 3,8 раза в 1970 г., в 4,5 раза в 1975—1980 гг. и в 5,1 раза в 1985г. по сравнению с 1965 г.

Основное количество тепла потреблено на предприятиях цветной металлургии в Павлодарской и Джезказганской областях, их удельный вес по этому показателю от всей этой отрасли региона составил, %:

Область	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Джезказганская	86,1	22,9	28,4	20,0	29,1
Павлодарская	3,0	73,4	67,6	74,5	65,3

Несмотря на снижение удельного веса цветной металлургии в Павлодарской области в 1985 г., абсолютный объем теплопотребления здесь вырос в 93,1 раза в 1970 г., в 100,9 — в 1975 г., в 110 — в 1980 г. и в 110,9 — в 1985 г. по сравнению с 1965 г.

Среди отраслей промышленности третье место по объему теплопотребления занимают машиностроение и металлообработка. Удельный вес этих отраслей по объему теплопотребления с 1970 г. постоянно повышается (см. табл. 34). Это связано с вводом новых и расширением существующих предприятий машиностроения в Карагандинской, Павлодарской, Целиноградской, Северо-Казахстанской, Кокчетавской и Целиноградской областях. Если общий объем теплопотребления в этой отрасли Северного и Центрального Казахстана в 1970 г. вырос всего на 5%, то в 1975 г.— в 2 раза, в 1980 г.— в 2,63, в 1985 г.— в 3,3 раза по сравнению с 1965 г.

Удельный вес областей Северного и Центрального Казахстана по объему теплопотребления машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности выглядит следующим образом, %:

Область	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Карагандинская	23,0	16,9	16,8	16,4
Кокчетавская	7,8	9,3	5,4	7,3
Кустанайская	2,0	2,7	3,8	15,4
Павлодарская	21,7	33,2	28,0	28,4
Северо-Казахстанская	26,9	19,7	16,6	15,3
Целиноградская	18,3	17,2	23,7	15,7
Джезказганская и Тургайская	0,3	1,0	5,7	1,5

По объему теплопотребления одно из ведущих мест занимают предприятия стройматериалов (см. табл. 34). Здесь расход тепла вырос в 1970 г. в 1,73 раза, в 1975—1980 гг. в 2,6—2,65, в 1985 г.— в 3,28 раза по сравнению с 1965 г. При этом почти 50% потребленного тепла приходится на предприятия Карагандинской и Павлодарской областей.

В топливной промышленности используется порядка 5—6% тепла, израсходованного в отраслях народного хозяйства. В этой

отрасли объем потребления тепла постоянно растет, по отношению к 1965 г. рост составил: 1970 г.— 2,71 раза, 1975 г.— 3,12, 1980 г.— 4,17 и 1985 г.— 4,77 раза. Все тепло для этой отрасли использовано в Карагандинской и Павлодарской областях для добычи и переработки угля, а также нефтепереработки.

Доля химической и нефтехимической промышленности в объеме теплопотребления с 1975 г. растет, абсолютный объем использования теплоэнергии здесь вырос на 16% в 1970 г., на 60% в 1975 г., в 2,39 раза в 1980 г. и в 2,91 раза в 1985 г. по сравнению с 1965 г. Тепло в основном расходуется на нужды Карагандинского ПО «Карбид», Кустанайского завода химического волокна и др.

В пищевой промышленности используется порядка 4% тепла. При этом удельный вес региона в потреблении тепла с 1975 г. снижается, хотя абсолютный объем использованной теплоэнергии вырос в 1970 г. на 29%, в 1975 г.— в 2,47 и в 1985 г.— в 2,65 раза по сравнению с 1965 г.

Крупными потребителями тепловой энергии являются жилищно-коммунальное хозяйство и бытовое обслуживание. Их доля в потреблении тепла с 1975 г. постоянно повышается: абсолютное количество потребления тепла увеличилось в 4,86 раза в 1970 г., в 6,5 раза в 1975 г., в 10,2 раза в 1980 г. и в 12,4 раза в 1985 г. по сравнению с 1965 г. Около 70% потребленного за счет централизованных источников тепла падает на долю Карагандинской, Джезказганской и Павлодарской областей, а более 13% — на Кустанайскую область.

Таблица 35. **Объем добычи углей Северного Казахстана**

Уголь	1980 г.			1985 г.		
	тыс. т н. т.	тыс. т у. т.	% к итогу	тыс. т н. т.	тыс. т у. т.	% к итогу
Экибастузский	66 547	10 128	54,7	80 457	47 019	57,5
Майкюбенский	204	134,8	0,2	231	123	0,2
Карагандинский	42 950	30 500	41,6	42 614	30 581	37,4
Куу-Чекинский	3070	1700	2,3	2635	1618	2,0
Борлинский	2600	919	1,2	4571	2368	2,9
Итого	115 371	73 372	100,0	130 508	81 709	100,0

В объеме потребленного тепла доля сельского хозяйства растет, а строительства падает. Промышленность, коммунально-бытовое хозяйство и бытовое обслуживание потребляют около 80% тепла в регионе. По нашему мнению, в перспективе объем теплопотребления возрастет, поскольку все отрасли народного хозяйства будут развиваться.

Топливопотребление. Вся добыча угля в Казахстане падает на рассматриваемый регион. Здесь в промышленных масштабах раз-

рабатываются Карагандинский бассейн, Экибастузское, Куу-Чекинское и Борлинское месторождения, а также работает для местных нужд небольшой разрез на Майкюбенском бассейне. Объемы добычи углей по источникам приведены в табл. 35.

Удельный вес Павлодарской области (экибастузский и майкюбенский уголь) в добыче угля растет, а Карагандинской области (карагандинский, куу-чекинский и борлинские угли) — снижается.

Доля Северного и Центрального Казахстана в общей добыче угля в СССР составила, %: 1970 г.— 9,9, 1975 г.— 13,1, 1980 г.— 16,1 и 1985 г.— 18,0. Этот регион по добыче коксующихся углей занимает третье место в стране, и его доля в общей добыче коксующихся углей страны растет:

Показатель	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Добыча коксующихся углей, млн т	16,9	18,1	28,5	31,0
Доля Северного Казахстана в общей добыче коксующихся углей страны, %	10,3	10,0	15,0	15,7

В регионе растет не только общий объем добычи углей, но и удельный вес добычи угля открытым способом, %: 1970 г.— 40,8, 1975 г.— 53,5, 1980 г.— 62,7 и 1985 г.— 67,7. Угли открытой добычи (экибастузский, куу-чекинский и борлинский) низкокачественные (высокая зольность, низкая калорийность) и поэтому используются на тепловых электростанциях и в крупных котельных.

Значительная доля карагандинского угля подземной добычи обогащается на обогатительных фабриках Карагандинской области, по годам она составила [36]:

Обогащаемый уголь	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Всего, млн т	18,9	21,9	25,6	35,6
В т. ч. для коксования	12,8	15,5	18,0	28,4

В общем объеме обогащенного угля удельный вес выхода концентрата составил, %:

Угольные концентраты	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
От всего обогащенного угля	50,6	50,0	48,4	48,0
От угля для коксования	57,6	56,5	55,0	51,1

Павлодарский нефтеперерабатывающий завод в 1985 г. произвел 3,8 млн т у. т. мазута, около 5,5 млн т у. т. светлых нефтепродуктов. Для потребителей Кустанайской области по газопроводу Бухара—Урал передается среднеазиатский природный газ.

Из перечисленных выше топливных ресурсов значительная доля использована для нужд народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана. Так, в этом регионе в 1985 г. потреблено 48%

экибастузского, 64,5 куу-чекинского, 35 борлинского и 84% карагандинского угля от общей добычи. В отраслях народного хозяйства региона использован почти весь объем нефтепродуктов, произведенный на Павлодарском нефтеперерабатывающем заводе. Ввиду недостаточности ресурсов высококачественных топлив в этот регион завезено около 6 млн т у. т. кузнецкого угля и для потребителей Кустанайской области — 1,5 млн т у. т. природного газа. При этом объем потребления кузнецкого угля и природного газа в 1985 г. вырос соответственно на 49 и 31% по сравнению с 1980 г.

Таблица 36. **Структура топливопотребления ТЭС, %**

Топливо	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Мазут	4,0	6,4	3,4	5,5	6,1
Природный газ	—	—	1,8	1,5	1,8
Дизельное	8,3	2,9	0,3	0,1	0,2
Коксовый и доменный газ	5,2	1,2	1,0	1,4	1,2
Прочие	0,4	0,5	1,1	—	—
Уголь (всего)	82,1	88,9	92,3	91,5	90,6
В т. ч. экибастузский	33,4	57,8	66,5	73,6	79,3
куу-чекинский, борлинский, карагандинский (включая отходы углеобогащения)	46,5	31,0	25,8	17,8	11,3
кузнецкий	0,3	0,1	—	0,1	—
прочие	1,9	—	—	—	—

Рассмотрим структуру потребленного топлива по отраслям народного хозяйства.

Тепловые электростанции региона по объему потребленного топлива занимают первое место в республике. На ТЭС Северного и Центрального региона использовано топлива, %: 61,9 в 1970 г., 68,1 в 1975 г., 72,4 в 1980 г. и 71,7 в 1985 г. из объема топливопотребления ТЭС республики. Хотя удельный вес ТЭС региона по объему потребления топлива в 1985 г. снизился по сравнению с 1985 г., но абсолютный объем топливопотребления здесь постоянно растет. Такой рост по сравнению с 1965 г. составил, %: 1970 г.— 149, 1975 г.— 241, 1980 г.— 310, 1985 г.— 380.

Согласно данным главы 3, в северных и центральных областях действуют только тепловые электростанции, мощность которых составляет более 77,8% от таковой всей республики.

Более 99% генерирующих мощностей региона сооружено для использования твердого топлива. В связи с этим в структуре топливопотребления ТЭС рассматриваемого региона более 90% падает на уголь (табл. 36). Из табл. 36 видно, что в структуре топливопотребления ТЭС большой удельный вес занимает экибастузский

уголь. Доля его в топливном балансе ТЭС Северного и Центрального Казахстана с каждым годом повышается и в перспективе будет еще выше, что связано с намечаемым вводом в эксплуатацию Экибастузской ГРЭС-2, ГРЭС-3, ТЭЦ в Кустанае, Аркалыке, Экибастузе и других городах на базе этого топлива.

В настоящее время исключительно на экибастузском угле работают Экибастузская, Ермаковская и Карагандинская ГРЭС, ТЭЦ Павлодара, Целинограда, Петропавловска и Карагандинская ТЭЦ-3. Этот уголь наряду с природным газом поставляется Рудненской ТЭЦ. Все эти электростанции сооружены для сжигания экибастузского угля с зольностью 40%.

На Экибастузе как в настоящее время, так и в перспективе будут добываться 2 группы углей: согласно ГОСТу 8779-79, первая зольностью до 43% (в среднем 40%), вторая — до 55% (в среднем 48%). Угли I группы должны поставляться на существующие ТЭС и новые ТЭЦ, а II группы — на Экибастузскую ГРЭС-2, ГРЭС-3, ГРЭС-4 и Южно-Казахстанскую ГРЭС.

Из ТЭС, которые будут потреблять экибастузский уголь II группы, строятся Экибастузская ГРЭС-2 и Южно-Казахстанская ГРЭС. Ввод мощностей на этих станциях предполагается к концу XII пятилетки и за 1990 г.

Несмотря на это, по данным [33], Минуглепромом СССР уже в 1981 г. фактически было поставлено 40% экибастузского угля II группы. Средняя зольность экибастузского угля, поставляемого на ТЭС, постоянно повышается, а его калорийность снижается. По данным [33], эти показатели по годам составили:

Экибастузский уголь	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Зольность, %	37,4	39,9	41,3	41,7	43,9	43,8
Теплота сгорания, ккал/кг	4160	4050	4030	3980	3880	3814

С увеличением зольности экибастузского угля снижается его калорийность, что приводит к исчерпанию резервов, заложенных в топливное хозяйство, системы пылеприготовления, золоулавливания, золошлакоудаления и котлы станций. Таким образом, с ростом зольности угля снижаются располагаемая мощность электростанции и выдача энергии.

Некоторым ТЭС Казахстана поставляется экибастузский уголь зольностью 45—47%. При этом ограничение паропроизводительности котлов станции только из-за недостаточной мощности пылеприготовительных установок доходит до 27%. В связи с этим одним из важных моментов в перспективной схеме топливоснабжения ТЭС является поставка на станцию углей с проектными качественными характеристиками и рациональное распределение непроектных видов топлива между действующими ТЭС.

Встает проблема использования борлинского угля, объем добы-

чи которого опережает ввод мощностей ТЭС, приспособленных для сжигания высокозольных углей.

На мазуте работают Кустанайская, Аркалыкская и другие мелкие ТЭЦ. На электростанциях отмечается большой удельный вес мазута в общем объеме сожженного в пылеугольных котлах топлива. Так, в отдельные кварталы года доля мазута на Целиноградской ТЭЦ-2 доходит до 22,8%, на Джезказганской — 33,3, на Экибастузской ГРЭС — 19,3, Петропавловской ТЭЦ-2 — 11,4% и т. д.

Таблица 37. **Доля мазута в общем объеме топливопотребления, %**

Потребитель топлива	1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Ермаковская ГРЭС	4,7	4,9	5,6	3,4	2,1	1,2	0,7
Экибастузская ГРЭС-1	8,2	10,0	10,6	19,3	8,1	3,9	3,7
Балхашская ТЭЦ	0,8	1,0	1,0	22,4	0,8	0,9	1,0
Джезказганская ТЭЦ	12,6	24,7	33,4	25,5	19,8	24,3	19,1
Карагандинская ТЭЦ-3	1,7	1,3	1,3	2,1	4,4	1,9	1,2
Карагандинская ГРЭС-1	1,8	7,2	8,8	7,3	4,4	7,4	5,5
ГРЭС-2	2,8	2,2	2,4	2,4	2,9	1,8	1,6
Рудненская ТЭЦ	1,0	3,4	5,2	5,1	6,9	2,2	1,2
Павлодарская ТЭЦ-1	0,7	1,4	4,1	4,2	1,4	1,0	0,7
ТЭЦ-2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6
ТЭЦ-3	0,9	3,9	3,9	2,4	2,2	1,6	2,3
Целиноградская ТЭЦ-2	18,2	22,8	13,7	20,5	20,8	20,6	13,8
Петропавловская ТЭЦ-2	4,4	7,8	11,3	11,4	7,1	3,2	3,6

Большой удельный вес мазута в некоторых электростанциях с пылеугольными топками связан с увеличением зольности потребляемого угля, ненадежной работой пылесистем и др. Доля мазута в общем объеме сожженного на ТЭС топлива приведена в табл. 37 [54].

Природный газ, получаемый от магистрального газопровода Бухара—Урал, используется только на Кустанайской и Рудненской ТЭЦ.

Основные недостатки топливного баланса тепловых электростанций:

1) поставка на действующие ТЭС экибастузского угля II группы, приводящая к снижению мощности станции и увеличению расхода мазута;

2) несбалансированность объема добычи высокозольных борлинских углей и ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей, приспособленных к сжиганию этого топлива, и вследствие этого поставка высокозольного борлинского угля неприспособленным к его сжиганию на существующих электростанциях и котельных;

3) нестабильность вида и качества углей, поставляемых на ТЭС Северного и Центрального Казахстана.

Топливоснабжение котельных. Выше показано, что в 1980 и 1985 гг. 40% потребленного в отраслях народного хозяйства тепла отпущено котельным. При этом абсолютный объем теплопотребления за счет котельных постоянно растет. Объем использованного котельными топлива также повышается:

Топливо	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Всего, млн т у. т.	1,4	2,2	3,0	3,8	4,5
Рост, %	100,0	158,3	212,6	272,7	318,1

Несмотря на это, удельный вес Северного и Центрального Казахстана в объеме потребленного котельными топлива постоянно снижается, %:

Казахстан	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Северный и Центральный	54,0	51,2	49,9	48,7
Южный	20,4	24,4	26,5	27,1
Восточный	16,3	15,3	15,8	15,7
Западный	9,3	9,1	7,8	8,4

В структуре топливопотребления котельными рассматриваемого региона удельный вес угля постоянно снижается, а мазута и природного газа— повышается (табл. 38). Однако абсолютный расход углей по сравнению с 1965 г. повысился в 1970 г. в 1,52 раза, в 1975 г.— 1,75, в 1980 г.— 2,2 и в 1985 г.— в 2,38 раза.

Таблица 38. **Структура топливопотребления котельными Северного и Центрального Казахстана, %**

Топливо	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Уголь (всего)	92,6	89,3	76,5	74,5	69,5
В т. ч.					
кузнецкий	24,1	13,4	4,9	8,2	8,4
карагандинский	60,1	73,1	66,7	61,7	45,6
экибастузский	5,4	1,6	1,7	4,0	7,3
прочие угли КазССР	3,0	1,0	2,0	0,5	0,5
назаровский, челябинский	—	0,2	1,2	0,1	—
борлинский, куу-чекинский	—	—	—	—	7,7
Топочный мазут	5,5	8,1	12,3	15,0	17,3
Дизельное	0,8	1,5	2,0	1,9	1,5
Газ природный	—	0,2	6,4	7,6	8,6
Прочие	1,1	0,9	2,8	1,0	3,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Из данных табл. 38 видно, что вследствие недостаточности объема высококачественных углей в котельных региона поставки мазута увеличиваются. Наряду с этим в структуре топливопотребления котельных растет удельный вес высокозольных экибастузских, борлинских и куу-чекинских углей (1,7% в 1975 г., 4% в 1980 г. и 15% в 1985 г.), чего нельзя допускать.

Таблица 39. **Удельный вес областей региона по объему потребления отдельных видов углей в 1985 г., %**

Область	Карагандинский	Кузнецкий	Борлинский	Куу-чекинский	Экибастузский
Карагандинская	55,2	1,9	50,7	11,9	17,4
Джезказганская	9,4	5,1	22,2	72,6	0,9
Целиноградская	12,2	20,3	25,2	15,1	33,2
Кустанайская	7,5	8,3	—	—	2,4
Тургайская	0,9	1,6	—	—	—
Северо-Казахстанская	5,6	19,8	0,4	0,4	7,6
Кокчетавская	9,1	12,6	1,5	—	7,0
Павлодарская	0,1	30,4	—	—	31,5
Итого	100	100	100	100	100

Удельный вес областей Северного и Центрального Казахстана в объеме потребления отдельных видов углей котельными приведен в табл. 39.

Высокозольный борлинский уголь поставляется для котельных Карагандинской, Целиноградской и Джезказганской областей, куу-чекинский — Джезказганской, Целиноградской и Карагандинской, а экибастузский — Павлодарской, Целиноградской, Карагандинской, Северо-Казахстанской и Кокчетавской.

Сжигание высокозольных углей в небольших котельных приведет к увеличению удельного расхода топлива на отпуск тепла и повышению эксплуатационных расходов.

К числу крупных потребителей котельно-печного топлива рассматриваемого региона относится коммунально-бытовое хозяйство и бытовое обслуживание населения, где в 1985 г. использовано 8,7% топлива от его общего расхода в регионе. Здесь объем потребления топлива вырос на 52,5% в 1970 г., 55 в 1975 г., 78 в 1980 г., 72,5% в 1985 г. по сравнению с 1965 г. В этой отрасли основной объем топливопотребления падает на долю углей (табл. 40).

Из табл. 40 следует, что в структуре топливопотребления удельный вес экибастузского и кузнецкого углей, природного и сжиженного газа повышается, карагандинского угля — снижается. Природный газ отпускается потребителям только Кустанайской области, а экибастузский уголь поставляется из-за недостаточности объема карагандинского и кузнецкого углей в Павлодарскую,

Кокчетавскую, Северо-Казахстанскую и Целиноградскую области. Наряду с этим в 1985 г. в Карагандинскую, Северо-Казахстанскую, Кустанайскую и Тургайскую области поставлялись высокозольный борлинский и куу-чекинский угли.

Объем топливопотребления в коммунально-бытовом хозяйстве и бытовом обслуживании Северного и Центрального Казахстана в

Таблица 40. **Структура топливопотребления коммунально-бытового хозяйства и бытового обслуживания населения, %**

Топливо	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Уголь (всего)	90,1	90,3	85,1	83,0	88,2
карагандинский	64,1	66,7	68,3	59,1	38,4
кузнецкий	22,1	20,2	13,9	17,0	23,1
экибастузский	2,7	2,1	2,0	5,9	7,2
борлинский, куу-чекинский	—	—	—	—	11,0
майкюбенский	0,9	1,1	0,7	0,9	1,9
прочие	0,3	0,2	0,2	0,1	6,6
Дрова	5,0	3,3	2,5	2,0	1,5
Мазут	0,2	0,3	0,8	0,8	0,2
Бензин	1,1	0,2	1,3	2,4	1,1
Газ природный и сжиженный	2,1	4,5	7,7	9,7	8,3
Прочее	1,5	1,4	2,6	2,1	0,8

1985 г. снизился на 3% по сравнению с 1980 г. Это связано с ростом городского жилищного фонда на 18% и увеличением объема теплоснабжения за счет централизованных источников в 1985 г. на 21% по сравнению с 1980 г.

Удельный вес потребленного котельно-печного топлива рассматриваемых ниже отраслей народного хозяйства незначительный, и поэтому показатели топливопотребления даются только за 1980 и 1985 гг.

На предприятиях черной металлургии используется более 13% топливных ресурсов (включая кокс) от таковых всего района. Здесь в основном расходуются кокс, газомазутное топливо, доменные и коксовые газы. Структура топливопотребления выглядит следующим образом, %:

Топливо	1980 г.	1985 г.
Кокс	60,5	55,9
Газомазутное	8,7	15,4
Коксовый и доменный газы	28,3	25,2
Уголь	1,9	1,9
Прочее	0,6	0,6

При этом общий расход топливных ресурсов в 1985 г. вырос на 9% по сравнению с 1980 г. В перспективе в этой отрасли будут

потребляться в основном кокс, газомазутное топливо, коксовый и доменный газы.

Крупным потребителем топлива является транспорт, где в 1985 г. израсходовано 8,4% топлива от общего его расхода по региону. В этой отрасли в основном используют нефтепродукты, %:

Топливо	1980 г.	1985 г.
Дизельное	29,8	33,6
Бензин	59,6	52,9
Керосин	9,0	10,0
Уголь	1,6	2,6
Прочее	—	0,9

Здесь расход топлива приходится в основном на железнодорожный и автомобильный транспорт. С переводом железнодорожного транспорта на электротягу расход жидкого топлива уменьшится.

В северных и центральных областях дальнейшее развитие получит сельскохозяйственное производство. В 1985 г. здесь израсходовано 5,7% топлива от общего его потребления по региону. Объем топливопотребления в этой отрасли постоянно растет по сравнению с 1970 г., %: 1975 г.— 106,8, 1980 г.— 127,9, 1985 г.— 163,6. В этой отрасли основная доля объема топливопотребления падает на нефтепродукты, %:

Топливо	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Дизельное	74,3	84,3	88,9	71,2
Безин, керосин	2,9	4,3	3,3	8,2
Уголь (всего)	21,4	10,4	5,4	17,2
В т. ч.:				
карагандинский	18,6	9,3	3,5	7,3
кузнецкий	2,1	0,6	0,6	2,0
экибастузский, борлинский, куу-чекинский	0,7	0,5	1,3	7,9
Прочее	1,4	1,0	2,4	3,4
В т. ч.:				
природный и сжиженный газ	0,3	0,4	0,7	2,1

Светлые нефтепродукты используются в мобильных процессах, а твердое и газообразное топливо — для сельскохозяйственных производств и отопления. Основным недостатком схем топливоснабжения этой отрасли является постоянное увеличение поставки высокозольных экибастузских, борлинских и куу-чекинских углей.

На предприятиях цветной металлургии Северного и Центрального Казахстана используются порядка 2% топливных ресурсов от всего объема топливопотребления рассматриваемого региона. Здесь топливо расходуется на нужды Павлодарского алюминиевого завода, Джезказганского и Балхашского горно-металлургических комбинатов. Структура топливопотребления, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
кузнецкий	60,9	66,3
карагандинский	2,4	—
экибастузский	—	1,7
Мазут	32,7	27,8
Дизельное топливо	3,0	3,2
Прочее	1,0	1,0
Итого	100,0	100,0

Как видно, удельный вес кузнецкого угля повышается, мазута снижается. Из-за недостаточности объема карагандинского высококачественного угля в 1985 г. на предприятия Джезказгана и Павлодара стали поставляться низкосортные экибастузские угли.

В перспективе с расширением Павлодарского алюминиевого завода и созданием Верхнекайрактинского горно-металлургического комбината объем потребления топлива в этой отрасли должен был увеличиться, однако после строительства установки по плавке концентратов в жидкой ванне на Балхашском горно-металлургическом комбинате он снизится. Таким образом, в перспективе общий объем потребления топлива для этой отрасли в основном останется на прежнем уровне.

На машиностроительных предприятиях региона в 1985 г. потреблено 0,4% топлива от такового для всего Северного и Центрального Казахстана. Структура топливопотребления предприятий машиностроения и металлообработки составила, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
карагандинский	10,4	4,7
кузнецкий	0,3	—
Кокс	38,4	31,6
Мазут	18,3	32,6
Дизельное топливо	5,7	3,7
Бензин и керосин	1,5	6,0
Бытовое топливо	2,5	0,9
Коксовый газ	10,2	9,3
Природный и сжиженный газ	12,2	8,8
Прочее	0,5	2,4
Итого	100	100

Как видно, доля мазута, кокса, коксового, сжиженного и природного газа в общем объеме топливопотребления составляет 82,3%. Видимо, в перспективе с реконструкцией и модернизацией машиностроительных и металлообрабатывающих предприятий расход топлива на единицу выпускаемой продукции снизится, а общий объем топливопотребления с учетом строительства новых и расширением существующих не увеличится.

На предприятиях промстройматериалов используется всего 1,4% топлива от объема топливопотребления всего региона. При этом объем потребления топлива для этой отрасли в 1985 г. снизился на 14% по сравнению с 1980 г. Здесь в основном используются уголь и мазут, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
карагандинский	49,1	50,2
кузнецкий	3,0	5,2
экибастузский	—	1,7
Мазут	40,9	29,0
Дизельное топливо	2,6	3,3
Природный газ	3,2	4,8
Прочее	1,2	5,8

Из этих данных видно, что в 1985 г. удельный вес углей увеличился на 5% по сравнению с 1980 г., а мазута снизился на 11,9%. Растет доля природного газа. Около 60% объема топливопотребления связано с работой Карагандинского цементного завода и Карагандинского комбината асбестоцементной конструкции, а 32,5% приходится на предприятия стройматериалов Целиноградской и Кустанайской областей.

В перспективе объем топливопотребления этой отраслью не увеличится.

На строительстве Северного и Центрального Казахстана используется менее 1% топлива от его объема потребления по всему региону. Здесь объем потребления топлива в 1985 г. увеличился на 30% по сравнению с 1980 г. Структура топливопотребления этой отраслью составила, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
карагандинский	8,4	9,4
кузнецкий	1,5	1,0
экибастузский и борлинский	0,4	3,2
Дизельное топливо	61,0	56,3
Бензин и керосин	26,1	21,6
Сжиженный газ	0,7	1,0
Мазут	1,4	6,1
Прочее	0,5	1,4
Итого	100	100

Удельный вес углей в 1985 г. повысился на 3,3, мазута — на 4,7% по сравнению с 1980 г. В то же время доля светлых нефтепродуктов снизилась на 9,1% в 1985 г. по сравнению с 1980 г. Недостатком топливоснабжения строительства является поставка сюда высокозольных экибастузских и борлинских углей. В перспективе объем топливопотребления этой отраслью не увеличится.

В топливной промышленности региона также потребляется менее 1% топлива. При этом 74% из них падает на долю Павлодарской и 16% — Карагандинской области.

Структура топливопотребления этой отраслью составила, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
карагандинский	38,2	18,7
борлинский	—	4,0
Мазут	8,2	39,8
Дизельное топливо	40,7	13,3
Коксовый газ	10,3	2,8
Продукты нефтепереработки	—	21,1
Прочее	2,6	0,3

Несмотря на снижение удельного веса углей в общем объеме топливопотребления, абсолютный его объем потребления в 1985 г. вырос на 80% по сравнению с 1980 г. Твердое топливо используется в основном для добычи и переработки углей в Карагандинской области. С увеличением объема добычи углей по действующим и освоением новых угольных месторождений объем потребления топлива в этой отрасли возрастет.

В пищевой промышленности региона используется менее 1% топлива. Объем потребления топлива в этой отрасли в 1985 г. вырос на 70% по сравнению с 1980 г.

Структура топливопотребления в пищевой промышленности такая, %:

	1980 г.	1985 г.
Уголь		
карагандинский	27,8	46,2
кузнецкий	1,4	12,9
прочие	—	2,3
Дрова	3,6	4,5
Мазут	23,5	15,2
Топливо		
дизельное	35,3	12,1
бытовое	3,7	2,6
Газ природный	2,6	3,0
Прочее	2,1	1,2
Итого	100	100

В 1985 г. удельный вес углей и природного газа повысился, а мазута — снизился. В перспективе с увеличением производства продукции пищевой промышленности возрастет объем топливопотребления. В химической и прочих отраслях промышленности также используется незначительный объем топлива в основном в виде нефтепродуктов.

Из общего объема топливопотребления региона на долю котельно-печного топлива падает 74,4%, из которых 64,6% использовано на тепловых электростанциях, 11,8 — в котельных и 11,8% — для нужд коммунально-бытового хозяйства. Около 12% потреблено в других отраслях народного хозяйства.

Общий объем топливопотребления (включая кокс и нефтепродукты) по Северному и Центральному Казахстану увеличился на 33,1% в 1975 г., 77,3% в 1980 г. и 99,2% в 1985 г. по сравнению с 1970 г.

В структуре топливопотребления наибольший удельный вес занимают тепловые электростанции и промышленность, %:

Отрасль	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Тепловые электростанции	36,2	44,2	42,7	46,6
Котельные	8,4	8,5	8,2	8,6
Коммунально-бытовое хозяйство	15,0	11,4	9,9	8,5
Сельское хозяйство	7,2	5,8	5,2	5,9
Строительство	2,2	0,9	0,6	0,5
Транспорт	12,4	7,8	9,4	7,6
Промышленность	18,6	19,7	20,1	21,8
В т. ч. металлургия				
черная	10,2	13,3	13,1	12,7
цветная	3,0	2,6	2,1	1,9
Прочие отрасли	—	1,7	3,9	0,5
Итого	100	100	100	100

Топливоемкими являются тепловые электростанции, черная металлургия, коммунально-бытовое хозяйство, котельные, транспорт и сельское хозяйство. Более 55% топлива израсходовано на выработку электрической и тепловой энергии тепловыми электростанциями и котельными.

Выше сказано, что более 50% выработанной на ТЭС Северного и Центрального Казахстана электрической энергии передавалось в другие районы. В этих условиях определенный интерес представляет суммарный расход энергоресурсов по отраслям народного хозяйства региона. Для его определения электрическая и тепловая энергия оценивалась по средним фактическим удельным расходам топлива на отпуск из установок этих энергий. Доля отдельных отраслей народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана в потреблении суммарного расхода энергоресурсов приведена в табл. 41. Наиболее энергоемкими в регионе являются черная металлургия (21,9), коммунально-бытовое (15,5) и сельское хозяйство (11,4), транспорт (13,8), цветная металлургия (6,8), промышленность стройматериалов (4,1%).

По объему потребления энергоресурсов удельный вес коммунально-бытового хозяйства, строительства, цветной металлургии постепенно снижается, а транспорта и сельского хозяйства — растет. Несмотря на это, абсолютный объем энергопотребления почти во всех отраслях растет и к 1970 г. составил, %:

Отрасль	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Промышленность (всего)	155,1	184,4	202,5
В т. ч. металлургия			
черная	179,8	235,8	256,5
цветная	122,4	132,7	136,1
промстройматериалов	144,1	136,1	178,1
топливная	136,5	176,2	228,0
химическая и нефтехимическая	140,3	243,5	165,4
машиностроение и металлообработка	284,2	387,6	515,8
пищевая	154,0	145,3	174,9
Коммунально-бытовое хозяйство	109,4	140,8	148,0
Сельское хозяйство	136,5	189,5	233,4
Транспорт	94,6	142,8	170,5

Из вышеприведенных данных видно, что высокие темпы энергопотребления наблюдаются в черной металлургии, топливной промышленности, машиностроении и металлообработке, промстройматериалов и др.

Таблица 41. **Структура суммарного расхода энергоресурсов по отраслям народного хозяйства, %**

Отрасль	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Промышленность (всего)	46,4	52,2	49,4	49,0
В т. ч. металлургия				
черная	16,3	22,5	22,3	21,9
цветная	9,6	9,0	7,3	6,8
промстройматериалов	4,4	4,8	3,4	4,1
топливная	3,0	3,1	3,1	3,6
химическая и нефтехимическая	2,5	2,7	3,6	2,2
машиностроение и металлообработка	1,4	3,1	3,2	3,9
Пищевая	1,6	1,8	1,3	1,4
Прочие	7,7	5,0	5,2	5,2
Коммунально-бытовое хозяйство	20,1	16,8	16,3	15,5
Сельское хозяйство	9,5	9,9	10,4	11,4
Строительство	4,4	3,0	2,3	2,0
Транспорт	15,5	11,2	12,8	13,8
Прочие отрасли народного хозяйства	4,2	6,9	8,8	8,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0

В общем объеме энергопотребления удельный вес отдельных энергоресурсов по отраслям народного хозяйства в 1985 г. составил, %:

	Электрическая энергия	Тепло	Топливо
Промышленность (всего)	33,4	24,4	42,2
В т. ч. металлургия			
черная	28,2	12,0	59,8
цветная	39,8	31,3	28,9
Промстройматериалов	20,0	43,5	36,5
Топливная	41,8	35,0	23,2
Химическая и нефтехимическая	49,0	43,5	7,5
Машиностроение и металлообработка	30,3	47,6	22,1
Пищевая	18,0	63,8	18,3
Коммунально-бытовое хозяйство	10,2	33,3	56,5
Сельское хозяйство	34,1	12,2	52,7
Строительство	28,5	44,7	26,8
Транспорт	35,4	7,9	56,7

Видно, что в общем расходе энергоресурсов большой удельный вес электрическая энергия занимает в топливной, химической и нефтехимической промышленности, цветной металлургии, сельском хозяйстве, транспорте, а тепло — в машиностроении, металлообработке, пищевой промышленности, строительстве, промстройматериалов. Более 50% расхода энергоресурсов падает на топливо в коммунально-бытовом и сельском хозяйстве, транспорте, черной металлургии.

В перспективе, по нашему мнению, увеличение объема потребления энергоресурсов в регионе будет связано с развитием черной и цветной металлургии, коммунально-бытового и сельского хозяйства, транспорта.

2.3. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ ОТРАСЛЕЙ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

Электрификация народного хозяйства является одним из основных факторов ускорения научно-технического прогресса, роста производительности труда и в конечном счете повышения всего общественного производства. Для повышения уровня электрификации отраслей народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана есть все предпосылки. Это, во-первых, существующие и предполагаемые к сооружению генерирующие мощности (см. гл. 3 и 5). В настоящее время в регионе действуют 4 ГРЭС с общей установленной мощностью 7267 МВт, 12 ТЭЦ с суммарной установленной мощностью более 3 млн кВт. В рассматриваемом регионе к расчетному уровню II будет построена Экибастузская ГРЭС-2 мощностью 4 млн кВт, введены мощности на Экибастузской ГРЭС-3, ТЭЦ Целинограда, Павлодара и др.

Во-вторых, надежной базой широкого охвата электрификацией и бесперебойности электроснабжения всех предприятий и населенных пунктов являются существующие и предполагаемые к строительству линии электропередач (ЛЭП). На территории региона — 58 025 км ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, из них 46 715 км ЛЭП

напряжением 35—110 кВ, 11 310 км — 200—1150 кВ. Длина ЛЭП напряжением от 0,4 до 10 кВ — 137 109 км. На 1 км² Северного и Центрального Казахстана приходится 0,2 км ЛЭП. По данным проектных организаций, в перспективе удельная длина ЛЭП повысится на 1 км² территории региона.

Существующие и намечаемые к строительству ЛЭП позволили всемерно углубить электрификацию отраслей народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана.

Рассмотрим современное состояние и перспективы электрификации отраслей народного хозяйства региона.

2.3.1. Промышленность и железнодорожный транспорт

Промышленность. В регионе действуют крупные энергоемкие предприятия черной и цветной металлургии, нефтеперерабатывающей, химической, машиностроительной и металлообрабатывающей, легкой, пищевой промышленности, промстройматериалов, шахты и карьеры угля, руд цветных и черных металлов и др.

Согласно данным п. 2.2, доля электроэнергии, потребляемой промышленностью, составила в 1970 г. 64,3%, в 1975 г.— 62, в 1980 г.— 60, в 1985 г.— 50,9%. Несмотря на некоторое снижение удельного веса промышленности в потреблении электроэнергии, ее абсолютный объем за 20 лет (с 1965 по 1985 г.) вырос в 4,8 раза.

Таблица 42. **Электровооруженность, фондовооруженность, производительность труда и электроемкость продукции промышленности региона**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	13,8	19,8	28,2	36,8	41,5	45,6
Рост, %	100,0	143,5	204,0	266,7	300,7	330,0
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	1,7	1,7	2,1	2,3	2,23	2,37
Рост, %	100,0	100,0	123,5	135,0	131,0	139,4
Производительность труда, тыс. руб/чел.	8,1	11,4	13,2	16,2	18,5	19,2
Рост, %	100,0	140,7	163,0	200,0	228,0	237,0
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	4,3	10,5	12,43	20,8	24,4	28,4
Рост, %	100,0	202,0	289,0	483,7	567,0	660,0

Уровень электрификации отраслей промышленности региона непрерывно повышается (табл. 42). Электровооруженность труда за рассматриваемый период выросла в 3,3 раза. При этом с 1960 по 1970 г. рост составил 2,04 раза, с 1970 по 1980 г.— 147,2, с 1980 по 1985 г.— 109,9%. Производительность труда выросла с 1960 по 1970 г. на 163%, с 1970 по 1980 г.— 140,2, с 1980 по 1985 г.— 103,8.

Из табл. 42 видно, что в отраслях промышленности Северного и Центрального Казахстана фондовооруженность труда в 1985 г. выросла в 6,6 раза по сравнению с 1960 г. Рост электровооруженности труда опережает производительность труда, а электроемкость продукции растет довольно медленно.

Такой рост электровооруженности труда связан с вводом и дальнейшим наращиванием мощности Ермаковского ферросплавного и Павлодарского нефтеперерабатывающего заводов, Кустанайского и Карагандинского заводов химволокна и резинотехнических изделий, Карагандинского ПО «Карбид», Павлодарского тракторного завода и др.

В отраслях промышленности Северного и Центрального Казахстана основное количество электроэнергии используется на двигательную силу. При этом удельный вес электроэнергии, потребленной на эти цели, постоянно снижается, а на технологические нужды — повышается (табл. 43).

Таблица 43. **Удельный вес потребленной промышленностью электрической энергии по направлениям использования, %**

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	25,3	20,4	20,8	25,2	26,4	27,0
Двигательная сила	64,7	56,9	59,1	55,8	52,9	50,6
Освещение	10,0	22,7	20,1	19,0	20,7	22,4
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Несмотря на снижение удельного веса израсходованной электроэнергии на двигательную силу, ее абсолютное количество повысилось в 1965 г. на 64,4%, в 1970 г.— в 3,52 раза, в 1975 г.— в 5,27, в 1980 г.— в 6,12, в 1985 г.— в 7 раз по сравнению с 1960 г. Основное количество электрической энергии на двигательную силу использовано в отраслях черной и цветной металлургии, топливной промышленности, на предприятиях промстройматериалов и др. (табл. 44).

Черная металлургия по объему потребления электроэнергии на двигательную силу занимает первое место среди отраслей промышленности. Здесь более 95% потребленной на двигательную силу электроэнергии связано с работой рудников, обогатительных фабрик и шахт по добыче и переработке железной руды в Кустанайской и Карагандинской областях, а также Карагандинского металлургического комбината.

В топливной промышленности электрическая энергия на двигательную силу в основном используется на карьерах, шахтах и обогатительных фабриках ПО «Карагандауголь» и «Экибастуз-

уголь». В цветной металлургии в 1985 г. более 70% расхода электроэнергии на двигательную силу связано с работой рудников, шахт, обогатительных комбинатов, медеплавильных заводов Джезказганской области, а более 20% — с работой Павлодарского алюминиевого завода и других предприятий.

Таблица 44. **Удельный вес отраслей Северного и Центрального Казахстана по объему потребления электроэнергии на двигательную силу, %**

Отрасль	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Топливная промышленность	3,8	14,2	13,8	16,3
Металлургия				
черная	31,5	35,1	36,9	36,0
цветная	33,3	29,9	27,3	24,4
Химическая и нефтехимическая промышленность	3,9	5,4	5,6	6,9
Промстройматериалов	6,7	7,5	7,7	7,4
Пищевая промышленность	2,8	2,7	2,6	1,9
Прочие	18,0	5,2	6,1	7,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0

Основная доля электроэнергии на двигательную силу в машиностроении и металлообработке составляет, %: в Павлодарской области — 40, Карагандинской — 26,8, Целиноградской — 17,8, Северо-Казахстанской — 7, Кокчетавской — 3,8, Кустанайской области и других — 3,6. Более 58% электроэнергии, потребленной на двигательную силу в химической и нефтехимической промышленности Северного и Центрального Казахстана, использовано в Карагандинской (58,2%), Кустанайской (17,3%) и Павлодарской (16,8%) областях.

Из табл. 45 видно, что удельный вес электроэнергии, потребленной на технологические цели промышленности рассматриваемого региона, постоянно повышается. При этом доля черной металлургии и машиностроения по этому показателю постоянно повышается, а химической и нефтехимической промышленности — снижается.

Удельный вес черной металлургии, машиностроения, промстройматериалов по объему электропотребления на технологические нужды постоянно повышается, химической промышленности — снижается, а цветная металлургия и топливная промышленность находятся на одном уровне.

Основная доля израсходованной на технологические нужды электроэнергии (более 94%) использована в черной металлургии на Ермаковском ферросплавном заводе, где работают 26 рудотермических печей со средней мощностью по 29 МВт. Более 90% израсходованной на технологические нужды электроэнергии химической и нефтехимической промышленности Северного и Централь-

ного Казахстана использовано на предприятиях Караганды и Павлодара. На горно-металлургических комбинатах Джезказгана и Балхаша потреблено более 96% электроэнергии от использованной на технологические цели в цветной металлургии рассматриваемого региона. На технологические нужды машиностроительных заводов Павлодара, Целинограда и Караганды приходится 81,6% электроэнергии от общего ее потребления в машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности региона.

Таблица 45. **Удельный вес отраслей промышленности по объему потребления электроэнергии на технологические цели, %**

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Топливная промышленность	1,8	1,6	0,7	0,5	1,5	0,7
Металлургия						
черная	0,5	5,5	33,1	48,0	49,6	57,1
цветная	11,0	9,8	8,3	11,2	10,6	11,1
Химическая и нефтехимическая пром-ть	76,3	69,3	46,4	28,9	23,9	16,0
Машиностроение	6,2	8,5	7,2	7,7	10,2	10,0
Промышленность стройматериалов	2,2	3,5	2,4	2,3	2,6	2,6
Пищевая пром-ть	1,6	1,2	1,1	0,7	0,9	1,6
Прочие	0,4	0,6	0,8	0,7	0,7	0,9
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Увеличение потребления электроэнергии на технологические нужды и двигательную силу стало возможным в результате увеличения как количества, так и мощности электрических и механических двигателей и электрических аппаратов (табл. 46).

Таблица 46. **Динамика установленных электрических мощностей аппаратов, электрических и механических двигателей, % к 1960 г.**

Установка	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Всего	177,0	451,7	670,7	844,4	1018,0
В т. ч. двигатели					
механические	209,0	834,5	1780,4	2344,0	3277,5
электрические	169,7	448,1	619,1	754,3	877,7
электрические аппараты	212,4	341,6	615,9	901,7	1133,2

Такой рост мощностей механических и электрических двигателей, электрических аппаратов стал возможным в результате увеличения основных производственных фондов промышленности в

1965 г. в 3,2 раза, 1970 г.— 5,5, 1975 г.— 10,6, 1980 г.— 14,2, в 1985 г.— в 18,1 раза по сравнению с 1960 г. В то же время удельная установленная электрическая мощность электрических аппаратов, механических и электрических двигателей на 1 млн руб. основных производственных фондов составляет, тыс. кВт: 1970 г.— 1,4, 1975 г.— 1,08, 1980 г.— 1,01, 1985 г.— 0,96.

Рассмотрим уровень электрификации отдельных отраслей промышленности.

В п. 2.2 показано, что в черной металлургии используется порядка 36% электрической энергии от всей потребленной в промышленности Северного и Центрального Казахстана. Обобщенные показатели электрификации этой отрасли показаны в табл. 47.

Таблица 47. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда и электроемкость черной металлургии региона**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	21,7	29,0	73,5	126,9	141,9	142,3
Рост, %	100,0	133,6	338,7	585,0	653,9	650,0
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	4,04	2,2	5,4	7,2	7,4	7,1
Рост, %	100,0	54,4	134,0	178,0	183,0	175,7
Производительность труда, тыс. руб/чел.	5,4	13,4	13,7	17,6	19,2	20,0
Рост, %	100,0	248	254	326	355,5	370,0
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	1,9	33,3	24,6	35,5	52,0	51,4
Рост, %	100,0	1752	1295	1868	2737	2705

Видно, что электровооруженность труда опережает его производительность, с 1965 г. довольно высокими темпами растет фондовооруженность труда, а электроемкость продукции в 1985 г. снизилась по сравнению с 1980 г.

Выше отмечено, что черная металлургия региона в основном сосредоточена в Карагандинской, Кустанайской и Павлодарской областях, из них наибольшим развитием отрасли характеризуется Карагандинская область. В Карагандинской области производится добыча и переработка железных руд, выпускаются чугун, сталь и прокат. Здесь находится более 59% основных производительных фондов, выпускается более 62% валовой продукции и потребляется всего 32,3% электрической энергии, израсходованной в отраслях черной металлургии региона. В Кустанайской области добывается и перерабатывается значительный объем железной руды, которую отправляют на металлургические заводы Урала и Караганды. Наиболее электроемкой является черная металлургия Павлодарской области (в основном Ермаковский завод ферросплавов).

Показатели электрификации черной металлургии этих областей значительно различаются между собой (табл. 48).

В черной металлургии Карагандинской области постоянно растут электро-, фондовооруженность и производительность труда, а электроемкость продукции до 1980 г. постепенно увеличивается, в 1985 г. этот показатель снизился на 19% по сравнению с 1980 г.

Таблица 48. **Производительность, электро- и фондовооруженность труда, электроемкость черной металлургии Карагандинской, Кустанайской и Павлодарской областей**

Показатели	Область	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	Карагандинская	44,5	77,3	103,6	105,1
	Кустанайская	71,3	105,9	103,2	105,1
	Павлодарская	525,0	828,3	675,8	846,4
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	Карагандинская	2,8	4,3	4,8	3,9
	Кустанайская	5,9	6,4	5,9	6,3
	Павлодарская	41,8	37,0	39,7	33,8
Производительность труда, тыс. руб/чел.	Карагандинская	16,2	17,9	21,6	26,3
	Кустанайская	12,0	16,7	17,5	16,8
	Павлодарская	12,6	22,4	17,0	25,1
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	Карагандинская	23,5	48,0	57,0	65,0
	Кустанайская	26,5	15,7	48,5	49,1
	Павлодарская	20,3	42,3	53,7	61,8

В Кустанайской области электровооруженность труда в 1975—1985 гг. находилась почти на одном уровне, фондовооруженность с 1975 г. постоянно растет, а электроемкость продукции колеблется в пределах от 5,9 до 6,4 кВт·ч/руб. Здесь производительность труда до 1980 г. росла, а в 1985 г. этот показатель снизился на 4% по сравнению с 1980 г. Это, в частности, связано со следующими причинами. На Соколовско-Сарбайском комбинате глубина карьеров достигла 330 м, сокращаются рудные площади и соответственно идет снижение мощности по добыче сырой руды. Для поддержания объемов добычи сырой железной руды осваиваются новые рудники (Коржункульский и др.), которые войдут на полную проектную мощность за пределами 1990 г. Все это привело к увеличению промышленно-производственного персонала на 7% в 1985 г. по сравнению с 1980 г., а валовая продукция за этот период выросла всего на 2%.

В Павлодарской области промышленно-производительный персонал черной металлургии имеет самую высокую электровооруженность труда и электроемкость продукции. Здесь в 1980 г. электровооруженность труда снизилась на 18%, что привело к снижению производительности труда на 24% по сравнению с 1975 г.

Несмотря на некоторые колебания показателей электрификации рассматриваемой отрасли по областям, в целом по Северному и

Центральному Казахстану черная металлургия имеет стабильный рост показателей по электровооруженности, фондовооруженности и производительности труда. В перспективе с дальнейшим увеличением в этой отрасли электровооруженности возрастет производительность труда.

Электроэнергия в отраслях черной металлургии Северного и Центрального Казахстана используется в основном (90—94%) на двигательную силу и технологические нужды. Удельный вес потребления электроэнергии по процессам черной металлургии составил, %:

Направления использования	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	12,8	24,3	35,0	36,1	43,0
Двигательная сила	59,3	67,2	56,5	53,7	50,7
Освещение	27,9	7,9	8,5	10,2	6,3
Итого	100	100	100	100	100

Более 94% расхода электроэнергии на технологические нужды приходится на Ермаковский ферросплавный завод, 96—97% — на двигательную силу в отраслях черной металлургии Карагандинской и Кустанайской областей. В черной металлургии производственные процессы обслуживаются в основном электрическими двигателями, удельный вес мощности которых с 1970 г. постоянно снижается, а электрических аппаратов — повышается (табл. 49).

Таблица 49. **Удельный вес суммарных мощностей механических и электрических двигателей, электрических аппаратов, %**

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические	15,7	22,6	11,4	12,8	12,2	12,6
электрические	79,5	73,1	83,4	79,3	73,8	71,2
Электрические аппараты	4,8	4,3	5,2	7,9	13,9	16,2
Итого	100	100	100	100	100	100
Суммарная мощность установок, тыс. кВт	233	349	2964	3992	4915	5540
Рост мощности по сравнению, %	100	150	1272	1713	2109	2378

Удельный вес суммарной мощности механических двигателей с 1970 г. почти не меняется.

По данным 1985 г., более 87% мощности электрических аппаратов находится на Ермаковском ферросплавном заводе. Более 90% суммарной мощности электрических и механических двигателей установлено в отраслях черной металлургии Карагандинской (со-

ответственно 51,7 и 43,6%) и Кустанайской (43,6 и 53,1%) областей.

По данным п. 2.2, в 1985 г. 15,8% общего объема потребления электроэнергии промышленности региона израсходовано в отраслях цветной металлургии. Обобщенные показатели электрификации в этой отрасли приведены в табл. 50.

Таблица 50. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда и электроемкость продукции цветной металлургии региона**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	28,5	38,9	57,8	82,0	84,0	88,4
Рост, %	100	136,5	202,8	287,7	294,7	310,0
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	4,9	4,6	3,6	4,3	4,2	3,4
Рост, %	100	94,5	73,5	87,8	86,5	69,4
Производительность труда, тыс. руб/чел.	5,8	8,4	15,8	19,1	19,8	26,0
Рост, %	100	145	275	329,3	341,0	447,5
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	9,6	12,9	19,7	33,1	40,2	46,5
Рост, %	100	134	205	345	418,8	484,0

Из табл. 50 видно, что в этой отрасли производительность труда опережает электровооруженность, электроемкость продукции находится примерно на одном уровне, а фондовооруженность растет. Высокий рост электровооруженности труда связан с работой Джезказганского горно-металлургического комбината. Здесь электроэнергия используется для проведения самого процесса производства (в рудотермических печах, электролизе и др.).

Переработка медных концентратов на Балхашском горно-металлургическом комбинате до 1985 г. в основном осуществлялась в отражательных печах. Основная часть энергии (70%), необходимой для производственного процесса, получается путем сжигания топлива. В настоящее время на этом комбинате строится установка для плавки концентрата в жидкой ванне.

В этой отрасли, несмотря на работу электролизных ванн, рудотермических печей, основной объем электроэнергии идет на двигательную силу. При этом в цветной металлургии доля электроэнергии на двигательную силу с 1970 г. постоянно снижается, а на технологические нужды — повышается, %:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	7,9	6,8	7,8	14,0	15,9	19,2
Двигательная сила	82,2	88,4	89,0	83,0	81,2	73,3
Освещение	9,9	4,8	3,2	3,0	2,9	2,5
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Несмотря на снижение доли потребленной на двигательную силу электроэнергии, ее абсолютное количество постоянно растет и по сравнению с 1960 г. составило, %:

Направление использования	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	134,7	240,8	622,0	760,8	978,2
Двигательная сила	168,4	263,5	354,8	375,6	384,8

Такой рост объема потребления электроэнергии в производственных процессах отраслей цветной металлургии Северного и Центрального Казахстана стал возможным в результате увеличения мощностей механических и электрических аппаратов.

Мощность двигателей	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Всего, тыс. кВт	526,3	871,6	1513,9	2321,5	2492,4	2673,8
Рост, %	100,0	165,6	287,6	441,1	473,5	508,0

Несмотря на рост суммарных мощностей механических и электрических двигателей, электрических аппаратов, электромощностная вооруженность основных фондов с 1970 г. снижается, кВт/тыс. руб.: 1960 г.— 1,46, 1965 г.— 1,58, 1970 г.— 1,72, 1975 г.— 1,54, 1980 г.— 1,29, 1985 г.— 1,19.

В отраслях цветной металлургии производственные фонды оснащены в основном электрическими двигателями.

Структура суммарных мощностей двигателей и электрических аппаратов в цветной металлургии региона, %:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
Механические	1,0	1,1	5,1	11,6	13,0	20,5
Электрические	92,8	92,3	89,4	79,3	79,1	71,5
Электрические аппараты	6,2	6,5	5,5	9,1	7,9	8,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В перспективе цветная металлургия Северного и Центрального Казахстана получит дальнейшее развитие. Будут усовершенствованы и интенсифицированы процессы на существующих предприятиях, предполагается создание новых. Все это приведет к увеличению электровооруженности труда.

Удельный вес машиностроительных и металлообрабатывающих предприятий по объему потребления электроэнергии (см. п. 2.2) также постоянно повышается.

Обобщенные показатели электрификации машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности региона приведены в табл. 51.

Как видно, в этой отрасли постоянно растут фондовооруженность, электровооруженность и производительность труда, при этом первые два показателя опережают последний. Электроемкость растет довольно медленно.

Таблица 51. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда, электроемкость продукции в машиностроении и металлообработке**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	4,3	5,1	5,8	8,4	10,2	11,8
Рост, %	100,0	119,3	136,5	197,6	240,0	277,0
Производительность труда, тыс. руб/чел.	7,3	10,6	9,6	12,3	14,0	15,3
Рост, %	100,0	145	131,5	168,0	191,8	209,5
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	0,6	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	3,5	5,2	5,9	9,5	11,4	13,5
Рост, %	100,0	148,5	168,6	271,0	325,77	386,0

Предприятия машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности имеются почти во всех областях Северного и Центрального Казахстана. Наиболее крупные по объему валовой продукции машиностроительные и металлообрабатывающие заводы размещены в Павлодарской (около 29%), Целиноградской (около 19%), Северо-Казахстанской (свыше 19%) и Карагандинской (свыше 15%) областях.

По данным ЦСУ Казахской ССР, электровооруженность труда на машиностроительных предприятиях Павлодарской области почти в 2 раза выше, чем в Северном и Центральном Казахстане в целом, а производительность труда на 10—38% выше по сравнению с таковой в Карагандинской и Целиноградской областях.

Высокие технико-экономические показатели машиностроения и металлообработки Павлодарской области связаны с наличием здесь крупного тракторного завода, оснащенного высокопроизводительным оборудованием.

На машиностроительных и металлообрабатывающих предприятиях региона электрическая энергия расходуется на двигательную силу и технологические нужды:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	32,7	35,0	35,5	36,5	42,8	39,7
Двигательная сила	53,3	52,7	54,6	55,8	47,1	50,8
Освещение	14,0	12,3	9,9	7,7	10,1	9,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Судя по этим данным, удельный вес электроэнергии, потребленной на технологические нужды, в 1985 г. снизился по сравнению с 1980 г., на двигательную силу — с 1975 г. Однако абсолютное количество израсходованной электрической энергии для всех процессов растет, % к 1960 г.:

Направление использования	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	205,3	367,9	757,9	12 811,6	15 428,8
Двигательная сила	189,8	348,2	712,7	866,9	12 136,0
Освещение	169,0	240,9	376,4	706,5	858,9

Такой рост потребления электроэнергии стал возможным в результате увеличения мощности электрических и механических двигателей и электрических аппаратов на предприятиях этой отрасли.

Рост электрических мощностей установок составил в 1965 г.— 2,51 раза, в 1970 г.— 4,67, в 1975 г.— 8,47, в 1980 г.— 12,44, в 1985 г.— 15,39 раза по сравнению с 1960 г. В структуре мощностей доля механических двигателей постоянно растет, электрических — снижается, а электрических аппаратов не меняется.

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г,	1985 г.
Двигатели						
механические	4,9	6,3	7,7	13,4	13,5	15,1
электрические	65,6	64,2	62,8	56,6	55,2	54,4
Электрические аппараты	29,5	29,5	29,5	30,0	31,3	30,5
Итого	100	100	100	100	100	100

Оснащенность основных фондов этой отрасли мощностями двигателей такая, кВт/тыс. руб.: 1960 г.— 1,05, 1965 г.— 1,1, 1970 г.— 1,16, 1975 г.— 0,95, 1980 г.— 0,99, 1985 г.— 0,91.

В связи с реконструкцией и расширением существующих и строительством новых (Кустанайский завод дизельных двигателей и др.) машиностроительных предприятий уровень электрификации этой отрасли повысится.

К числу крупных отраслей промышленности Северного и Центрального Казахстана относятся химическая и нефтехимическая промышленность, представленная ПО «Карбид», Кустанайским заводом химического волокна и др. В этой отрасли в 1985 г. потреблено 6,3% электрической энергии от таковой всей промышленности региона. Объем потребления электроэнергии вырос в 1965 г. в 2,73 раза, в 1970 г.— 1,83, в 1975 г.— 2,79, в 1980 г.— 3,89, в 1985 г.— в 5,08 раза по сравнению с 1960 г. Обобщенные показатели электрификации этой отрасли по годам приведены в табл. 52.

Из табл. 52 видно, что в химической и нефтехимической промышленности Северного и Центрального Казахстана электровооруженность труда с 1970 г. постоянно снижается. Это связано с

дефицитом электроэнергии в Карагандинской энергосистеме и соответственно ограничением электроснабжения химической промышленности Караганды, в первую очередь ПО «Карбид».

Удельный вес химической промышленности Карагандинской области по объему произведенной валовой продукции и потребленной электроэнергии составляет соответственно 73—79 и 72—98% от таковых всего Северного и Центрального Казахстана.

Таблица 52. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда, электроемкость продукции в химической и нефтехимической промышленности**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	140,6	161,4	178,9	155,2	103,7	81,8
Рост, %	100,0	114,8	127,0	110,4	73,8	58,2
Производительность труда, тыс. руб/чел.	7,2	16,4	14,6	15,5	14,8	16,5
Рост, %	100,0	228	203,0	215,0	205,5	229,0
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	19,5	9,8	12,3	10,0	7,0	5,0
Фондовооруженность труда, руб/чел.	8,4	12,1	11,9	27,0	26,0	32,5
Рост, %	100,0	144,0	142,0	321,0	309,5	387,0

Уровень электровооруженности и производительности труда в химической промышленности Караганды оказывает заметное влияние на показатели электрификации этой отрасли региона. Электровооруженность труда в химической промышленности Караганды снизилась в 1975 г. на 7%, в 1980 г.— на 44 и в 1985 г.— на 61% по сравнению с 1970 г., а производительность труда в 1980 г. уменьшилась на 4% по отношению к этому показателю 1970 г.

В 1970—1980 гг. осваивались производственные мощности химических и нефтехимических предприятий Павлодара, где производительность труда была в 2—3 раза ниже аналогичного показателя для Караганды. В отраслях химической промышленности Кустанайской области электровооруженность и производительность труда в 1975 г. повысились соответственно на 23 и 42% по отношению к 1970 г. Все вышесказанное привело к нестабильному показателю производительности труда в химической и нефтехимической промышленности Северного и Центрального Казахстана.

Высокими темпами растет фондовооруженность труда, а электроемкость продукции и электровооруженность труда с 1970 г. снижаются.

В химической и нефтехимической промышленности региона до 70% электроэнергии расходуется на технологические нужды, около 27% — на двигательную силу. Структура потребления электроэнергии по процессам приведена ниже:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	83,2	83,2	83,9	80,6	75,8	69,1
Двигательная сила	12,4	15,4	15,2	17,4	21,3	26,9
Освещение	4,4	1,4	0,9	2,0	2,9	4,0
Итого	100	100	100	100	100	100

Видно, что удельный вес электроэнергии, потребленной на технологические нужды, постепенно снижается, на двигательную силу — повышается. Несмотря на это, абсолютное количество электроэнергии, использованной на технологические нужды химической и нефтехимической промышленности региона, по сравнению с 1960 г. выросло в 1,37 раза в 1965 г., в 1,94 в 1970 г., в 2,32 в 1975 г., в 2,46 в 1980 г., в 2,02 в 1985 г. Это объясняется увеличением суммарной мощности двигателей и электрических аппаратов, составившим в 1965 г. 2,7 раза, в 1975 г.— 2,79, в 1980 г.— 3,89, в 1985 г.— 5,09 по сравнению с 1960 г.

Структура суммарных мощностей двигателей и аппаратов в химической и нефтехимической промышленности приведена ниже:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические			0,1	1,0	3,9	4,1
электрические	24,5	20,2	33,1	40,0	47,0	57,0
Электрические аппараты	75,5	79,8	66,8	59,0	49,1	38,9
Итого	100	100	100	100	100	100

Удельный вес суммарных мощностей электрических аппаратов постоянно снижается, а электрических и механических двигателей — повышается. Несмотря на это, суммарная мощность электрических аппаратов увеличилась в 2,18 раза в 1965—1975 гг., в 2,53 в 1980 г., в 2,62 в 1985 г. по сравнению с 1960 г.

Около 5% от общего объема электропотребления в промышленности использовано на предприятиях промстройматериалов (см. п. 2.2). На долю этой отрасли падает более 7% основных фондов и 6% валовой продукции промышленности. Электрическая энергия здесь используется в основном на двигательную силу. Обобщенные показатели электрификации промстройматериалов приведены в табл. 53. Как видно, фондовооруженность и электровооруженность труда в этой отрасли опережают производительность труда. Медленно растет электроемкость продукции.

Большая доля производственных мощностей и валовой продукции предприятий промстройматериалов, а следовательно, высокие показатели электровооруженности, фондовооруженности труда приходятся на долю Карагандинской, Кустанайской, Павлодарской и Целиноградской областей (табл. 54).

Можно видеть, что в этих четырех областях сосредоточено более 82% основных производственных фондов и выпускается более 80%

Таблица 53. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда, электроемкость продукции на предприятиях промстройматериалов**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	8,5	9,9	13,6	21,5	25,5	28,3
Рост, %	100,0	116,2	159,6	252,0	299,0	332,0
Производительность труда, тыс. руб/чел.	5,7	8,6	9,3	12,6	12,9	15,0
Рост, %	100,0	151,0	163,0	221,0	226,0	263,0
Электроемкость продукции кВт·ч/руб.	1,5	1,5	1,5	1,7	1,98	1,9
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	5,4	9,0	10,5	15,2	21,7	26,5
Рост, %	100,0	167,0	194,0	281,0	402,0	491,0

Таблица 54. **Электровооруженность и производительность труда, электроемкость продукции промстройматериалов по областям**

Область	Доля области по Сев. и Центр. Казахстану в целом		Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч		Производительность труда, тыс. руб/чел.		Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	
	по производ. фондам	по валовой продукции	1980 г.	1985 г.	1980 г.	1985 г.	1980 г.	1985 г.
Карагандинская	24,8	25,9	36,1	46,8	13,4	16,8	0,37	0,38
Кустанайская	28,9	22,6	35,1	33,8	11,5	12,3	0,33	0,36
Павлодарская	15,5	16,9	13,8	15,9	15,4	16,1	1,12	1,01
Целиноградская	13,3	14,9	20,4	22,4	11,1	13,7	0,54	0,61

валовой продукции предприятий стройматериалов Северного и Центрального Казахстана. В Карагандинской и Кустанайской областях электровооруженность труда, а в Карагандинской и Павлодарской областях производительность труда выше, чем в Северном и Центральном Казахстане в целом.

Структура потребления электроэнергии по процессам отрасли:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	7,8	13,5	10,6	11,3	13,4	14,6
Двигательная сила	83,4	78,8	82,7	80,3	78,5	78,5
Освещение	8,8	7,7	6,7	8,4	8,1	6,9
Итого	100	100	100	100	100	100

Как видно, доля потребленной энергии на технологические нужды повышается, а на двигательную силу снижается. Несмотря на это, абсолютное количество электроэнергии, идущей на последний процесс, выросло в 1965 г. в 1,32 раза, в 1970 г.— в 2,58, в 1975 г.— в 4,35, в 1980 г.— в 5,16, в 1985 г.— в 5,67 раза по сравнению с 1960 г. Общий рост объема потребления электроэнергии в этих отраслях составил соответственно 1,4; 2,6; 4,5; 5,5; 6,0 раз по отношению к 1960 г.

На предприятиях промстройматериалов рассматриваемого региона оснащенность основных фондов мощностями двигателей и электрических аппаратов составила в 1960—1965 гг. 0,8—0,9 кВт/ /тыс. руб., в 1970—1985 гг.— 1,1—1,23. Увеличение здесь объема потребления электроэнергии связано с ростом электрической мощности двигателей и электрических аппаратов, обслуживающих производственные процессы.

Суммарная электрическая мощность таких установок увеличилась в 1965 г. в 2,3 раза, в 1970 г.— 4,9, в 1975 г.— 7,7, в 1980 г.— 10,1, в 1985 г.— в 13,4 раза по сравнению с 1960 г.

Структура суммарных мощностей двигателей и аппаратов в этой отрасли приведена ниже, %:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические	6,7	8,6	13,5	11,7	16,4	15,7
электрические	78,6	78,2	72,4	74,3	72,0	72,3
Электрические аппараты	14,7	13,2	14,1	14,0	11,6	12,0
Итого	100	100	100	100	100	100

Топливная промышленность в 1985 г. использовала порядка 9% электрической энергии от объема ее потребления всей промышленностью региона. Предприятия этой отрасли сосредоточены в Карагандинской и Павлодарской областях.

Обобщенные показатели электрификации этой отрасли приведены в табл. 55. Показано, что производительность труда опережает электро- и фондовооруженность труда. Снижение этого показателя в 1985 г. по сравнению с 1980 г. объясняется широкомасштабными работами по освоению Шубаркольского и Майкюбенского месторождений, где промышленная добыча угля еще не была организована. Электрическая энергия в этой отрасли используется в основном на двигательную силу:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	2,8	2,4	5,3	1,6	4,9	2,3
Двигательная сила	92,0	94,3	80,0	94,9	91,1	94,3
Освещение	5,2	3,3	14,7	3,5	4,0	3,4
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В топливной промышленности Северного и Центрального Казахстана общий расход электрической энергии вырос в 1965 г. в 1,58 раза, в 1975 г.— 3,06, в 1980 г.— 3,62, в 1985 г.— в 4,74 раза по сравнению с 1960 г. Это стало возможным в результате увеличения суммарных мощностей двигателей и электрических аппаратов в 1965 г. в 1,36 раза, в 1970 г.— 2,12, в 1975 г.— 3,36, в 1980 г.— 4,7, в 1985 г.— в 5,98 раза по сравнению с 1960 г. При этом оснащенность основных фондов мощностями двигателей и электрических аппаратов на всех уровнях составила 1,04—1,1 кВт/тыс. руб.

Таблица 55. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда и энергоемкость продукции в топливной промышленности**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	14,0	20,4	27,7	25,2	27,9
Рост, %	100,0	145,7	197,9	180,0	199,3
Производительность труда, тыс. руб/чел.	5,2	13,8	21,5	21,6	20,7
Рост, %	100,0	265,4	413,5	415,4	398,1
Электроемкость продукции	2,7	1,5	1,9	1,2	1,9
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	9,9	13,6	26,3	27,8	30,1
Рост, %	100,0	137,4	265,7	280,8	304,0

В отрасли около 85% мощностей падает на электрические двигатели:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические	1,2	0,5	3,5	11,1	11,0	12,7
электрические	97,2	97,5	93,5	86,6	87,2	84,9
Электрические аппараты	1,6	2,0	2,9	2,3	1,8	2,4
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Удельный вес легкой промышленности по объемам электропотребления составляет менее 1% (см. п. 2.2). Электрическая энергия играет здесь важную роль в повышении производительности труда. Показатели электрификации этой отрасли приведены в табл. 56. Рост фондо- и электровооруженности труда опережает производительность труда, а электроемкость продукции находится в пределах 0,16—0,2 кВт·ч/руб. Общий расход электроэнергии в отрасли увеличился в 1970 г. в 2,56 раза, в 1975 г.— 6,44, в 1980 г.— 6,8 и в 1985 г.— в 8 раз по сравнению с 1960 г.

До 1980 г. электровооруженность и производительность труда росли, а в 1985 г. последний показатель снизился на 16% по срав-

нению с 1980 г., во-первых, с отсутствием роста электровооруженности труда по отраслям в 1985 г. по сравнению с 1980 г., а во-вторых, со снижением удельного веса легкой промышленности Кустанайской области по производству продукции от такового всего региона (в 1980 г.— 42,2 и в 1985 г.— 40,4%), где производительность труда в 2 раза выше по сравнению с этим показателем в целом по рассматриваемой отрасли региона. Здесь фондовооруженность труда до 1975 г. растет, а затем постепенно снижается.

Таблица 56. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда, электроемкость продукции в легкой промышленности**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	0,95	0,80	1,2	2,3	2,7	2,7
Рост, %	100,0	84,2	126	242	284	284
Производительность труда, тыс. руб/чел.	5,9	5,9	6,5	10,8	15,7	13,2
Рост, %	100,0	100,0	110,2	183,0	266,1	223,7
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	0,16	0,13	0,18	0,21	0,17	0,2
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	1,0	0,9	1,5	5,7	4,0	3,9
Рост, %	100,0	90	150	570	400	390

В легкой промышленности Северного и Центрального Казахстана основная доля электрической энергии расходуется на двигательную силу:

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	6,7	15,9	11,5	10,7	11,2	9,0
Двигательная сила	82,4	64,4	60,8	71,5	61,9	64,0
Освещение	10,9	19,7	27,7	17,8	26,9	27,0
Итого	100	100	100	100	100	100

На предприятиях легкой промышленности Северного и Центрального Казахстана растет суммарная мощность двигателей и электрических аппаратов в 1965 г. в 1,34 раза, в 1970 г.— 3,81, в 1975 г.— 8,82, в 1980 г.— 11,02 и в 1985 г. в 15 раз по сравнению с 1960 г. Структура суммарных мощностей этих установок приведена ниже:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические	5,9	5,8	2,2	5,4	8,7	7,2
электрические	86,0	79,6	79,9	84,7	79,5	78,9
Электрические аппараты	8,1	14,6	17,9	9,9	11,8	13,9
Итого	100	100	100	100	100	100

Около 80% мощностей падает на долю электрических двигателей.

По объему валовой продукции пищевая промышленность Северного и Центрального Казахстана занимает второе место (17%) среди отраслей промышленности этого региона. Объем потребления электроэнергии здесь постоянно растет, хотя удельный вес ее в общем электропотреблении всей промышленности региона снижается, %:

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Рост объема электропотребления по сравнению с 1960 г., %	176	353	506	591	600
Удельный вес пищевой промышленности в общем электропотреблении промышленностью, %	2,1	2,0	1,8	1,8	1,5

Обобщенные показатели электрификации отрасли в регионе приведены в табл. 57.

Таблица 57. **Электро- и фондовооруженность, производительность труда, электроемкость продукции в пищевой промышленности**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч/чел.	3,7	0,8	6,8	8,3	11,4	10,3
Рост, %	100,0		183,8	224,0	308,0	278,0
Производительность труда, тыс. руб/чел.	25,0	31,5	32,9	37,4	44,2	49,7
Рост, %	100,0	126	131,6	149,6	176,8	198,8
Электроемкость продукции, кВт·ч/руб.	0,15	0,03	0,21	0,22	0,3	0,2
Фондовооруженность труда, тыс. руб/чел.	3,5	4,7	6,6	13,9	13,7	17,3
	100,0	134	188,6	397,0	391,0	494,0

Как видно, рост электровооруженности и фондовооруженности труда опережает производительность труда, а электроемкость продукции находится в пределах 0,15—0,3 кВт·ч/руб.

В этой отрасли основное количество электрической энергии используется на двигательную силу, хотя удельный вес электроэнергии, потребленной на этот процесс, с 1975 г. снижается, а на технологические нужды — повышается.

Направление использования	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Технологические нужды	18,1	11,8	11,4	10,2	13,7	28,4
Двигательная сила	73,5	78,6	81,9	82,5	79,8	65,1
Освещение	8,4	9,5	6,7	7,3	6,5	6,5
Итого	100	100	100	100	100	100

За рассматриваемый период в 9,5 раза увеличилась электрическая мощность двигателей и электроаппаратов, которые установлены на предприятиях пищевой промышленности, более 66% из них составляют электромоторы:

Установка	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Двигатели						
механические	11,1	12,4	7,6	14,5	11,9	10,0
электрические	83,1	78,3	85,7	74,3	79,5	66,8
Электрические аппараты	5,8	9,3	6,7	11,2	8,6	23,2
Итого	100	100	100	100	100	100

Во всех областях Северного и Центрального Казахстана уровень электрификации этой отрасли будет повышаться.

Из вышеприведенных данных видно, что во всех отраслях промышленности фондовооруженность опережает электровооруженность и производительность труда. В свою очередь, производительность труда растет быстрее электровооруженности в цветной металлургии, химической и нефтехимической, а также в топливной промышленности.

В перспективе объем потребления электроэнергии увеличится и уровень электрификации повысится в связи с широкой механизацией и автоматизацией основных и вспомогательных процессов, все большим применением ее в качестве энергоносителя в технологическом процессе в энергоемких отраслях промышленности.

По нашим прогнозным расчетам, электровооруженность труда в промышленности региона составит на I расчетном уровне — 47,0, II — 51,0 тыс. кВт·ч/чел. Предполагаемый рост электровооруженности позволит значительно повысить производительность труда.

Железнодорожный транспорт. Протяженность железных дорог Северного и Центрального Казахстана составляет более 6000 км. Они включают несколько самостоятельных линий. Основными железнодорожными магистралями рассматриваемого региона являются Моинты—Жарык—Караганда—Целиноград—Кокчетав—Петропавловск; Кулунда—Павлодар—Экибастуз—Целиноград—Атбасар—Есиль—Тобол—Кустанай—Золотая сопка — Челябинск; Карасук —Иртышское —Кокчетав —Пески Целинные—Кустанай; Моинты—Саяк—Актогай; Есиль—Аркалык; Жарык—Джезказган и др. Грузонапряженность этих дорог постоянно растет. Наиболее грузонапряженные линии Моинты—Жарык—Караганда—Целиноград—Кокчетав—Петропавловск, Целиноград—Экибастуз и др. переведены на электротягу. Общая протяженность железных дорог, переведенных на электротягу, составляет более 3000 км.

Перевод на электротягу повысит пропускную способность магистралей не менее чем на 40% за счет увеличения массы поездов и повышения скорости движения. Себестоимость перевозок на электротяге на 15—20% ниже, чем на тепловозной тяге [12]. Замена

тепловозной тяги на электровозную позволяет сэкономить значительное количество дефицитного жидкого топлива.

Интересы народного хозяйства требуют повышения пропускной способности ряда железнодорожных линий, и, следовательно, они будут переведены на электротягу.

2.3.2. Сельское хозяйство

В регионе проживает 35% сельского населения республики. Здесь производится более 45% валовой продукции сельского хозяйства Казахстана, из нее на долю растениеводства приходится около 45%, животноводства — более 55%. Регион является основным производителем зерна (почти 70% товарного зерна), картофеля производится до 60%. Незначительная доля приходится на производство овощей (около 30%), плодово-ягодных культур — чуть более 6%.

Широкое развитие получили животноводческие отрасли и птицеводство, в особенности скотоводство и свиноводство. Так, в регионе сосредоточено 55% поголовья крупного рогатого скота, 62% свиней, 19% овец и 52% птицы. На долю производства животноводческой продукции приходится 47% мяса, 55% молока, 52% яиц и более 20% шерсти от общереспубликанского объема.

Занимая около 40% сельхозугодий республики, регион охватывает значительную часть таких зон специализацией сельского хозяйства, как зерново-скотоводческая и животноводческо-зерновая. К югу Павлодарской области примыкает зона тонкорунного овцеводства. Большая часть Джезказганской области, а также юго-западные районы Тургайской области охватываются зоной мясо-сального овцеводства.

Вокруг областных и крупных промышленных центров образовались зоны, специализированные на производстве овоще-молочной и птицеводческой продукции. Такая зона, занимая определенную территорию, характеризуется присущими только ей экономическими показателями.

Степная зона имеет наиболее благоприятные природно-экономические условия для производства зерновых культур. Здесь в структуре землепользования наибольший удельный вес по сравнению с другими зонами республики занимает пашня (более 60%), в Северо-Казахстанской области она достигает 70%, в Кокчетавской — 65%.

В структуре посевных площадей под зерновые занято до 75%. Развитие зерноводческого направления создало благоприятные условия для специализации молочно-мясного скотоводства, свиноводства, птицеводства. Здесь имеются хозяйства овоще-молочного, картофелеводческого и плодово-ягодного направления, производящие продукцию для внутреннего потребления.

В сухостепной зоне расположены хозяйства животноводческо-зернового типа. В структуре сельскохозяйственных угодий наи-

больший удельный вес занимают пастбища (более 60%), под пашню занято до 30% земель. Природно-экономические условия определили здесь развитие животноводства, в первую очередь скотоводства, а также овцеводства. Зона является скотоводческо-зерновой и овцеводческо-зерновой. В области животноводческой продукции эта зона специализируется на производстве говядины, молока, свинины, баранины и шерсти. Из продукции растениеводства наибольший удельный вес занимают зерно и кормовые культуры.

Большие площади естественных кормовых угодий в полупустынных и пустынных зонах определили развитие мясо-сального и тонкорунного овцеводства. Внутрихозяйственная специализация в этих районах предусматривает развитие мясного скотоводства и коневодства, и наиболее характерным производственным типом являются совхозы овцеводческого, овцеводческо-скотоводческого и овцеводческо-коневодческого направлений. В растениеводстве получило развитие производство кормов для нужд животноводства, хотя во внутрихозяйственной специализации некоторых совхозов предусматривается производство зерна. В перспективе, так же как и в настоящее время, эти зоны будут производить товарную баранину, шерсть и говядину.

Вокруг областных и промышленных центров региона пригородная зона сформировалась в специализированные хозяйства по производству овощей, картофеля, плодово-ягодных и бахчевых культур. В пригородной зоне получили развитие молочное скотоводство и свиноводство, а также птицеводческие отрасли (в основном птицефабрики) мясного и яичного направления.

Наряду с сельскохозяйственными отраслями в регионе развивалось материально-техническое производство, одним из главных звеньев которого является энергетическая база. Суммарные энергетические мощности сельского хозяйства северного региона за последние 10 лет возросли более чем в 1,45, электровооруженность труда в колхозах и совхозах — в 1,5 раза.

К основным показателям развития энергетической базы сельского хозяйства на основе научно-технического прогресса относится ее электрификация. Темпы электрификации сельского хозяйства опережают темпы суммарных энергетических мощностей. Так, за период с 1975 по 1985 г. энергетические мощности сельского хозяйства северного региона возросли в 1,5, а мощности электротехнических средств — более чем в 2,3 раза. Развитие электротехники не только изменило структуру энергетических мощностей региона, где удельный вес электроустановок поднялся с 11 до 16%, но и повысило уровень электромеханизации производственных процессов. Практически завершена электромеханизация первичной обработки зерна, электродойка используется для поголовья дойных коров на 99%, а электростриженкой охвачено практически все поголовье овец.

Произошли структурные сдвиги и в использовании электротехнического оборудования в сельскохозяйственных отраслях. Из

общего количества электродвигателей, используемых в производстве региона, в 1975 г. на животноводство приходилось лишь 35%, в 1985 г.— 55. Это указывает на значительный рост степени электромеханизации производственных процессов в животноводстве. Так, за этот же период в регионе охват комплексной электромеханизацией основных силовых стационарных процессов (подача воды, раздача кормов, уборка навоза) на фермах крупного рогатого скота возрос в 3,3, на свиноводческих и птицеводческих фермах и комплексах почти в 2 раза. Возрос и расход электроэнергии в тепловых процессах. На хозяйства региона в 1985 г. приходилось порядка 70% электротеплового оборудования от общего количества по республике. В настоящее время на электротеплоснабжение в регионе расходуется более 25% от общего потребления электроэнергии сельскохозяйственным производством.

Развитие электромеханизации производственных процессов во всех отраслях сельского хозяйства обусловлено и качественными сдвигами в электроснабжении. Главным направлением в области электрификации сельского хозяйства региона, так же как и в республике, было присоединение совхозов, колхозов и других крупных потребителей на селе к государственным энергосистемам. За последние десятилетия в северном регионе значительно возросли протяженность сельских линий электропередач, суммарная мощность трансформаторных подстанций всех напряжений. Так, за период с 1975 по 1985 г. протяженность сельских воздушных линий возросла в 1,5, а установленная мощность трансформаторных подстанций — почти в 3 раза. Особенность развития сельских электрических сетей северного региона, так же как и в целом по Казахстану,— это сравнительно высокая доля сетей напряжением 110 кВ, что объясняется более низкой плотностью электрических нагрузок на единицу территории по сравнению со средними показателями по стране и значительной удаленностью центров электрических нагрузок от энергоснабжающих предприятий. На начало 1985 г. она составляла 7,5% от общей протяженности сельских ЛЭП 0,4—110 кВ, тогда как по стране — всего 3%. Причем различные природно-экономические условия внутри региона влияют на удельные показатели развития сельских электрических сетей. Так, в степной зоне (Кокчетавская и Северо-Казахстанская области) наиболее высоким удельным весом пашни, где производство зерновых культур сочетается с молочно-мясным скотоводством и свиноводством, удельный показатель сельских электрических сетей, отнесенный на 1 км^2 территории, составляет 0,14. Этот показатель в 2 раза выше, чем в полупустынной и пустынной зонах (Джезказганская область), где в основном получило развитие овцеводство (0,7 км/км^2 территории).

В перспективе для бесперебойного электроснабжения и увеличения пропускной способности сельских электрических сетей в регионе более быстрыми темпами будут развиваться электрические сети 35—110 кВ. По данным Казахского отделения «Сельхозэнерго-

проект», за период с 1985 по 2000 г. в республике намечается увеличение протяженности сельских воздушных линий 110 кВ в 2,2 раза при увеличении протяженности линий электропередач всех напряжений в 1,9 раза. Такой рост позволит использовать сети 35—110 кВ в качестве распределительных с приближением их к центрам нагрузки. К 1995 г. практически ко всем центральным усадьбам хозяйств будут подведены сети 35—110 кВ с централизацией электроснабжения, ускоренными темпами стало расти и электропотребление в этой отрасли сельскохозяйственного производства. Так, за период с 1975 по 1985 г. расход электроэнергии на производственные нужды в сельскохозяйственном производстве региона возрос в 2 раза.

С развитием энергоснабжения сельского хозяйства и ростом потребления электроэнергии увеличился расход других ТЭР. Уже в настоящее время сельское хозяйство является крупным потребителем высококачественных видов топлива: сортового угля, природного и сжиженного газа, жидкого топлива. Для покрытия потребностей в тепле только сельского хозяйства, включая коммунально-бытовой сектор, в настоящее время расходуется порядка 6,1 млн т у. т., в том числе более 0,75 млн т у. т. для нужд сельскохозяйственного производства.

Перевод этой отрасли народного хозяйства на интенсивный путь развития связан с увеличением не только электроэнергии, но и таких ТЭР, как сортовой уголь и природный газ. Рост расходуемых топливно-энергетических ресурсов в сельском хозяйстве на перспективу требует комплексного подхода энергоснабжения. Для решения поставленной задачи в первую очередь необходимо определить потребности сельскохозяйственного производства в энергии (электрической и тепловой).

Расход электроэнергии и тепла следует определять дифференцированно по отраслям сельскохозяйственного производства, что позволяет дать анализ возможных темпов роста энергопотребления. Для определения перспективных объемов роста электропотребления в силовых стационарных процессах, освещения, облучения, досвечивания в электронно-ионной технологии, где электрическая энергия является монопольным энергоносителем, как правило, используются методы математической статистики, нормативный, методы аналогий и сравнений. В перспективном направлении электрификации таких процессов должно учитываться всевозрастающее внедрение средств автоматизации. При этом достигается рост потребления электрической энергии на средства автоматизации и сокращается ее потребление на основные процессы за счет рационального использования механизмов и оборудования. Так, в животноводстве система машин, разработанная для XII пятилетки, включает 1080 технических средств, из которых 769 электрифицированы и 289 автоматизированы.

Иное положение складывается при определении потребностей сельскохозяйственного производства в тепле. Основными потреби-

телями тепловой энергии являются животноводство и птицеводство (горячее водоснабжение, отопление и вентиляция производственных и вспомогательных помещений, кормоприготовление и т. д.). В растениеводстве тепловая энергия используется в производстве кормов, для горячего водоснабжения, отопления и вентиляции предприятий закрытого грунта, сушки зерна и другой сельскохозяйственной продукции и т. д. Отсутствие статистических данных по расходу тепла в отрасли исключает использование методов экономической статистики. В основу определения объемов расхода тепловой энергии в животноводстве, птицеводстве и растениеводст-

Таблица 58. **Темпы роста потребности в электрической** (стационарные силовые процессы и освещение) **и тепловой энергии в сельскохозяйственном производстве Северного и Центрального Казахстана**, д. ед.

Потребитель энергии	1985 г.	Расчетный уровень		
		I	II	III
Животноводство и растениеводство				
Электроэнергия	1,0	1,14	1,28	1,39
Теплоэнергия	1,0	1,29	1,64	2,06
Вспомогательное производство				
Электроэнергия	1,0	1,18	1,37	1,54
Теплоэнергия	1,0	1,2	1,4	1,66
Прочие производственные потребители				
Электроэнергия	1,0	1,17	1,28	1,31
Теплоэнергия	1,0	1,24	1,53	1,92
Всего				
Электроэнергия	1,0	1,16	1,31	1,43
Теплоэнергия	1,0	1,27	1,59	1,97

ве положен нормативный метод [108]. Однако использование тепла не ограничивается основными отраслями сельскохозяйственного производства, оно, так же как и электрическая энергия, расходуется и во вспомогательных производствах. Вывести нормативы расхода тепловой энергии ввиду разнообразия таких подразделений на селе и установленного теплового оборудования — задача практически неразрешимая. Объемы расхода тепла определяются методами аналогии и экспертной оценки.

Принимая долю теплопотребления вспомогательными производствами и предприятиями от общего объема теплопотребления такой же, как и электропотребления, определяют и перспективные потребности в тепловой энергии этими предприятиями. В табл. 58 показаны темпы роста расхода электрической и тепловой энергии на различных временных уровнях.

Для покрытия потребностей в тепле могут быть использованы различные топливно-энергетические ресурсы; твердое и жидкое топливо, природный и сжиженный газ, электрическая энергия.

Определение объемов расхода различных топливно-энергетических ресурсов для целей теплоснабжения сельскохозяйственного производства связано в первую очередь с проведением технико-экономических сравнений используемых топливно-энергетических ресурсов.

Такой подход позволяет не только исследовать топливно-энергетический баланс с определением объемов расхода ТЭР в рассматриваемой отрасли, но и дать структуру расхода электрической энергии в различных процессах сельскохозяйственного производства (силовых, тепловых).

Расчеты показали, что для сельских производственных потребителей с часовым расходом теплоты до 0,6—0,7 Гкал эффективным энергоносителем является электрическая энергия по свободному графику электропотребления. Для потребителей с часовым расходом более 1 Гкал эффективно теплоснабжение от котельных на твердом топливе. Использование природного газа ограничено прохождением магистрального газопровода и эффективно по сравнению с твердым топливом и электрической энергией для потребителей, расположенных не более чем в 20—30 км от магистрального газопровода.

Наиболее эффективно использование электрической энергии в период печного «провала» в графиках электрических нагрузок энергосистем. Как показали расчеты, в Северном и Центральном Казахстане уже в настоящее время можно было бы использовать порядка 2 млрд кВт·ч такой энергии для нужд сельского хозяйства (горячее водоснабжение, отопление производственных помещений, сушка сена и зеленой массы, хладоснабжение и др.).

2.3.3. Коммунально-бытовое хозяйство

Города. На территории 999,7 тыс. км² Северного и Центрального Казахстана проживает 6189 тыс. чел., в том числе 3815 городского и 2374 сельского населения [1]. Средняя плотность населения на 1 января 1985 г. составила здесь 6,19 чел. на 1 км². Высокие темпы роста промышленности данного региона, создание крупных территориально-промышленных комплексов обусловили бурный рост городов и городского населения. На 1 января 1986 г. городское население региона составило 61,6% от всей численности населения. Обеспеченность городского населения общей полезной площадью жилищ на одного жителя по региону — 12,8 м² [1].

В 1985 г. благоустройство обобществленного жилищного фонда городов всего Казахстана и исследуемого региона характеризовалось следующими показателями, % к городскому жилищному фонду (по данным Минкомхоза):

Жилая площадь, оборудованная	Регион	КазССР
— водопроводом	73,8	69,8
— канализацией	70,2	64,8
— центральным отоплением	75,1	70,1
— горячим водоснабжением	50,5	47,5
— газификацией	75,6	77,2

Как видно, уровень благоустройства городского жилищного фонда региона выше среднереспубликанских показателей.

Приведем основные показатели развития сферы обслуживания Казахстана и региона республики на 1985 г.:

	Регион	КазССР
Розничный товарооборот государственной и кооперативной торговли, включая общественное питание на душу населения, руб.	1054	983
Объем бытовых услуг на душу населения, руб.	34,2	32,3
Кол-во на 10 тыс. жителей:		
— больничных коек	139,7	133,1
— мест в общеобразовательных школах	1919	2087
— массовых библиотек	6,8	6,0
— клубных учреждений	5,9	5,7

Динамика развития электрификации коммунально-бытовых нужд (внутриквартирные нужды, уличное освещение, водопровод и канализация, торговля, общественное питание, здравоохранение, городской транспорт и т. д.) по городам Северного и Центрального Казахстана и республике в целом, по данным ЦСУ КазССР, характеризуется следующими показателями, кВт·ч/чел.:

	1970 г.	1980 г.	1985 г.
Регион	628,6	1243	1396,6
Казахстан	507	1043	1190,8

Удельные расходы электроэнергии (кВт·ч/%), отнесенные на одного городского жителя за 1985 г., по данным ЦСУ КазССР, приведены ниже:

Направление использования	Казахстан	Регион
Внутриквартирные нужды	402,7/33,8	460,8/33,1
Уличное освещение	33/2,8	41,2/2,9
Коммунальное хозяйство	170/14,3	155,6/11,1
Сфера обслуживания	585,1/49,1	739/52,9
Всего	1191,8/100	1396,6/100

Значительная доля (33%) в коммунально-бытовом электропотреблении приходится на внутриквартирные нужды. При этом удельное внутриквартирное электропотребление в городах иссле-

дуемого региона на 12% больше, чем по Казахстану в целом. Это объясняется тем, что в ряде городов региона (Балхаш, Павлодар) квартиры имеют кухни с электроплитами. При этом годовой расход электроэнергии здесь в 2 раза выше, чем в квартирах с газовыми кухонными плитами.

Выборочное обследование энергопотребления жилищ ряда городов Казахстана [2] показало, что объем их годового электропотребления существенно зависит также от крупности города. Так, обеспеченность и спрос семей на электробытовые приборы и годовое потребление электрической энергии жилищ в больших городах в среднем больше, чем в малых. Наибольшую долю в приходной части энергобаланса районов многоэтажной застройки занимают пар и горячая вода — 80—82%, доля газа составляет 11—13%, электрической энергии — 7% [2]. В приходной части энергобаланса районов одноэтажной застройки значительное место занимают уголь и дрова (более 90%), которые используются в основном на отопление и частично на водонагрев и приготовление пищи. Доля природного и сжиженного газа в энергобалансе городских жилищ, расходуемого в основном на пищеприготовление, не превышает 7%, доля электрической энергии в структуре энергоносителей — 2—3%.

Установлены количественные взаимосвязи между показателями роста энергопотребления и социально-демографическими характеристиками развития городских и сельских семей. Так, например, увеличение численного состава семьи на одного человека вызывает повышение расхода энергии на приготовление пищи в среднем на 0,45 ГДж/год, горячей воды при централизованном теплоснабжении — 2,36, децентрализованном — 0,92. Повышение отапливаемого объема жилищ на 10 м³ приводит к росту расхода энергии при централизованном теплоснабжении городов на 10, децентрализованном — на 13 ГДж/год.

Установленные зависимости отвечают требованиям статистической достоверности и позволяют достаточно строго прогнозировать потребность жилищного сектора городов региона в энергии и топливе по взаимосвязи с основными пропорциями социально-демографического развития городских семей.

По прогнозным расчетам КазНИИЭ, удельный расход на электрификацию бытовых процессов в Северном и Центральном Казахстане на I—III расчетные уровни определяется следующими величинами, кВт·ч/чел.:

	I	II	III
Освещение и бытовые приборы	400—450	500—600	600—700
Приготовление пищи	100—150	200—300	300—400
Водонагрев	30—50	70—100	100—150
Всего	530—650	770—1000	1000—1250

Электропотребление в городских жилищах существенно возрастает за счет электрификации пищеприготовления и водонагрева, хотя в значительной степени будут использоваться горячее водоснабжение и пищеприготовление на газе. При этом основным направлением развития горячего водо- и теплоснабжения городов будет обеспечение от ТЭЦ и крупных котельных с высоким коэффициентом использования топливных ресурсов. Электрификация водонагрева, по-видимому, найдет применение в районах одноэтажной застройки. Кухонные электроплиты постепенно заменят плиты на сжиженном газе, жидком и твердом топливе, так как они имеют лучшие экономические показатели, способствуют улучшению микроклимата кухни, устраняют возможность пожара и взрывов.

Таким образом, электрификация быта способствует улучшению комфортных условий проживания в жилищах, значительно снижает затраты труда и времени на приготовление пищи, стирку белья, уход за помещением и другие трудоемкие процессы домашнего хозяйства.

Быстрыми темпами будет развиваться в регионе сфера обслуживания. Водопровод и канализация, электрифицированный городской транспорт, предприятия бытового обслуживания, учреждения культуры, образования, здравоохранения и т. п. в городах северного региона потребуют значительного расхода электроэнергии. По прогнозным расчетам КазНИИЭ, удельное электропотребление в сфере обслуживания региона составит на I расчетном уровне 1100—1200, на II — 1300—1500, на III — 1700—2000 кВт·ч/чел., а общий объем расхода электроэнергии в быту и сфере обслуживания городов Северного и Центрального Казахстана на I расчетном уровне — 6—7, на II — 8—10, на III — 10—13 млрд кВт·ч.

Село. Дальнейшая интенсификация сельскохозяйственного производства неразрывно связана с улучшением социально-бытовых условий жизни на селе, что ведет к увеличению расхода различных топливно-энергетических ресурсов. Уже в настоящее время этот сектор села — самый крупный потребитель сортового угля, широкое применение здесь нашли высокосортные виды топлива — сжиженный газ, расширилось использование природного газа, а доля расхода электрической энергии поднялась до 30% от общего ее потребления отраслью. На нужды коммунально-бытового сектора села в регионе в 1985 г. было израсходовано около 5,4 млн т у. т. и порядка 1 млрд кВт·ч электроэнергии.

Энергопотребление жилищно-коммунального хозяйства села имеет специфические особенности, значительно отличающие их от городского. При решении вопросов энергоснабжения данного сектора села эти особенности должны быть учтены. Жилой сектор характеризуется преимущественно одноэтажной застройкой, ведением личного подсобного хозяйства, что обусловливает увеличение удельных затрат топливно-энергетических ресурсов по сравне-

нию с городом, отнесенных на одного сельского жителя или на 1 м² жилой площади. Наибольший удельный вес, более 95%, в энергопотреблении приходится на тепловые процессы (отопление, горячее водоснабжение, пищеприготовление и тепловая обработка кормов в личном подсобном хозяйстве). Теплота, необходимая для этих процессов, может быть получена за счет сжигания различных видов топлива, а также преобразованием электрической энергии в тепловую. Для получения теплоты используются теплогенерирующие установки: поселковые котельные небольшой мощности, как правило, обслуживающие как производственную, так и жилищно-коммунальную зоны, индивидуальные установки — отопительные и отопительно-варочные печи, газовые и дровяные колонки, газовые и электрические плиты, электронагревательные установки различных типов и т. д.

Поселковые котельные обеспечивают тепловые процессы отопления и горячего водоснабжения части жилого и большой части общественного сектора. В зоне децентрализованного теплоснабжения процесс отопления обеспечивается за счет использования отопительных, отопительно-варочных и индивидуально-встроенных котлов, а горячее водоснабжение — от нагревательных колонок, газовых плит и отопительно-варочных печей. Для приготовления пищи в жилом секторе в основном используются газовые плиты (85% семей на селе охвачено газом), электроэнергия, зимой они совмещаются с отопительно-варочными печами, а в общественном секторе широкое распространение находят электрические плиты.

Тепловые процессы жилищно-коммунального хозяйства села, большой набор различных типов котельных и теплогенерирующих установок индивидуального пользования с использованием разнообразных энергетических ресурсов предопределяют проведение расчетов по выбору энергоносителей.

Расчеты показывают, что наиболее экономически целесообразным энергоносителем для теплоснабжения сельских потребителей в радиусе 20—40 км от магистрального газопровода является природный газ. Объем его потребления и удаленность поселка от магистрального газопровода определяют зону эффективности — 20 км для мелких и 40 км для крупных поселков. Использование «внепиковой» электроэнергии для горячего водоснабжения жилых и общественных зданий экономически эффективно с точки зрения народнохозяйственных затрат, но в связи с отсутствием льготного тарифа на электроэнергию ночного «провала» в графиках электрических нагрузок энергосистем не нашло широкого применения у сельского населения.

Одним из определяющих факторов улучшения социальных условий жизни на селе является электрификация. Если до недавнего времени (10—15 лет назад) электроэнергия использовалась для освещения жилых и общественных помещений, питания радиоприемников, то в настоящее время у сельского населения достаточное количество холодильников, телевизоров, стиральных машин,

утюгов, пылесосов, широко внедряются фены, вентиляторы, полотеры, миксеры, швейные машины и т. д. Новые электрифицированные установки, предназначенные для использования в общественном секторе: плиты для приготовления пищи, стиральные машины, автоматы, различные устройства по обработке продуктов, кухонные комбайны и т. д. — увеличивают расход электроэнергии и в этом секторе села. Разработан целый ряд электротепловых установок индивидуального и коллективного пользования — чайники, плиты, самовары, обогреватели различного типа, водонагреватели и т. д.

Расширяется электрификация силовых процессов в личном подсобном хозяйстве сельского населения: электродвигатели небольшой мощности, электронасосы, электродрели, сепараторы, доильные аппараты, соковыжималки, миниплуги и другое электрооборудование. Полная электрификация всех тепловых процессов в жилищно-коммунальном хозяйстве села на рассматриваемую перспективу практически неосуществима из-за огромного расхода электроэнергии.

Проведенные нами расчеты показали, что на одного сельского жителя в жилом секторе потребуется для горячего водоснабжения 1000—1300 кВт·ч электроэнергии, для пищеприготовления 300—350, а для отопления жилых помещений в северном регионе республики — до 5000—5500 кВт·ч. Для покрытия потребностей в тепле потребуется только в жилом секторе 15—17 млрд кВт·ч электроэнергии, т. е. расход возрастает в 20—25 раз. Такое увеличение потребления электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве приведет не только к коренному изменению всей системы сельского электроснабжения, но и к значительному увеличению генерирующих мощностей в энергосистемах и к изменению структуры этих мощностей. В настоящее время электроэнергия частично используется для горячего водоснабжения и пищеприготовления в жилом и более широко — в общественном секторах. Основными источниками теплоснабжения общественного сектора села для процессов отопления и горячего водоснабжения будут местные котельные, работающие на угле. В настоящее время порядка 10—12% жилого фонда села осуществляется местными котельными, доля которых может увеличиться до 23—25%. Основным источником отопления здесь останутся индивидуальные теплогенерирующие установки. Электроотопление в жилом секторе практически отсутствует, здесь имеют место переносные электроотопительные приборы небольшой мощности (калориферы, отражатели, плиты и др.).

В нашей стране на протяжении ряда лет ведутся исследования по возможному использованию электроэнергии для теплоснабжения села. Большинство авторов сходятся во мнении, что электроэнергия для отопления зданий в отдельных регионах и в целом по стране до конца XX в. не найдет широкого применения. В перспективе расширится использование электроэнергии для покрытия

потребностей горячего водоснабжения при условии установки у большинства потребителей аккумуляторов горячей воды. Перспективным направлением считается использование тепловых насосов для целей отопления и горячего водоснабжения в жилом секторе села. Источником тепла могут служить грунт приусадебных участков, термальные воды, отходы промышленных предприятий и др. Опыт использования теплового насоса в Латвийской ССР показал, что с 1 м² грунта ежегодно снимается 3,3 кВт·ч тепла. Такая установка окупается по сравнению с теплогенератором при стоимости топлива 120 руб/т у. т. [3].

По санитарно-гигиеническим условиям доказано преимущество пищеприготовления на электроэнергии относительно газовых плит. Однако электропищеприготовление в жилом секторе не находит широкого применения из-за высокой стоимости электроэнергии (по экономическим показателям по сравнению со сжиженным газом проходит при стоимости 2 коп/кВт·ч) [6]. Электроэнергия для целей теплоснабжения могла бы найти применение для сельских потребителей небольшой мощности, удаленных на большие расстояния от топливоснабжающих баз. Это прежде всего относится к пустынным и полупустынным зонам, охватывающим южные районы северного региона Казахстана. Сельское хозяйство здесь представлено в основном овцеводством мясо-шерстного и мясо-сального направления. Большинство сельских потребителей топлива и энергии расположены на расстоянии 200—600 км от железнодорожных станций, являющихся основными пунктами топливоснабжения. Удаленность от железных дорог и трасс газопроводов в этих районах, а также слаборазвитая сеть автомобильных дорог и отсутствие в большинстве случаях местных видов топлива предопределяют в первую очередь рассмотрение вопроса улучшения энергопотребления этих потребителей (зимовки, точки отгона, бригады).

Исследования теплоэнергетического баланса региона показывают, что удельный вес бытовых потребителей тепловой энергии в отгонном овцеводстве пустынных и полупустынных районов не превышает 1—1,5% общего энергобаланса коммунально-бытового хозяйства.

Ввиду незначительных объемов энергопотребления и удаленности таких потребителей от энергоснабжающих предприятий желательно предусматривать покрытие их потребностей в теплоте за счет электроэнергии (при подключении к государственным энергосистемам).

В общественном секторе села потребности в тепловой энергии процессов отопления и горячего водоснабжения будут покрываться за счет местных котельных. Электрическая энергия в основном будет использоваться в процессах пищеприготовления этого сектора села. В жилом секторе покрытие потребностей в теплоте на горячее водоснабжение и отопление будет идти за счет увеличения схвата потребителей поселковыми котельными, доля которых в

покрытии этих нагрузок может возрасти с 12% в 1985 г. до 22—25% к концу рассматриваемого периода. Одновременно расширится и использование электрической энергии для покрытия потребностей в теплоте процессов горячего водоснабжения (наиболее перспективными считаются аккумуляторы горячей воды) и пищеприготовления. Использование электрической энергии в тепловых процессах отопления жилого сектора ограничится перспективными электробытовыми приборами и аппаратами небольшой мощности. Как показали исследования, в перспективе использование электрической энергии в тепловых процессах жилищно-коммунального хозяйства будет увеличиваться. Если в 1985 г. расход электроэнергии на тепловые цели составлял 27% от общего электропотребления жилищно-коммунальным хозяйством региона, то к I расчетному периоду он поднимается до 32, а ко II — до 38%.

С увеличением объемов расхода электроэнергии возрастут и удельные показатели. Если в 1985 г. этот показатель по северному региону составлял в среднем 385 кВт·ч на одного сельского жителя (включая личное подсобное хозяйство, а также общественный сектор), то к I расчетному периоду поднимается до 460—480, а ко II — до 570—590 кВт·ч [102].

В перспективе за счет улучшения качества энергоснабжения изменится и структура расхода ТЭР в коммунально-бытовом секторе села. Доля использования твердого топлива снизится на I расчетный уровень до 91%, на II — до 85% против 93 в 1985 г.; доля природного газа поднимется соответственно до 2,5 и 7% против 1,5%, сжиженного газа — до 4,6 и 5,4 против 4,2, электроэнергии — до 2 и 2,8% против 1,3%.

2.4. ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Богатейшие минерально-сырьевые, земельные и топливные ресурсы региона являются основой интенсивного развития производительных сил Северного и Центрального Казахстана и соответственно высоких темпов роста энергопотребления, в первую очередь — опережающего развития электрификации отраслей народного хозяйства. Последнее обусловлено большими запасами относительно дешевых энергетических углей, на базе которых будут развиваться мощные электростанции для обеспечения электроэнергией не только собственной потребности, но и для передачи в другие районы республики и страны.

В регионе функционируют и получат дальнейшее развитие такие энергоемкие отрасли промышленности, как топливная, химическая, а также цветная и черная металлургия. Удельный вес потребления ими электроэнергии превышает 60%. Широкое развитие получили и будут в дальнейшем развиваться другие отрасли народного хозяйства.

Исходя из основных направлений развития отраслей народного хозяйства региона в КазНИИэнергетике [107] определена их

Таблица 59. **Потребность в энергоносителях**

Показатели	Потребность региона						
	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	Расч. уровень		
					I	II	III
Электроэнергия, млрд кВт·ч	17,24	31,1	39,3	49,2	70	84	100
Тепловая энергия, млн Гкал	42,7	61,5	73,7	84,3	109	121	132
Топливо на технологические нужды *, млн. т у. т.	5,0	4,9	5,7	5,9	6,4	6,8	6,8

* Без учета кокса и светлых

потребность в энергоносителях на 3 перспективных расчетных уровнях: продолжительность I — 7—9 лет, II — 12—15, III — 16—20 лет. Потребность в энергоносителях прогнозировалась по темпам их роста во взаимосвязи с ростом численности населения, динамикой электро- и энерговооруженности труда в сравнении с аналогичными показателями республики в целом.

Таблица 60. **Обобщенные показатели энергопотребления региона**

Показатели	1870 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	Расчетный уровень		
					I	II	III
Электровооруженность населения, кВт·ч/чел.	3269	5488	6763	7911	10103	11438	12732
Тепловооруженность, Гкал/чел.	8,10	10,9	12,7	13,6	15,7	16,5	16,8
Энерговооруженность, т у. т./чел.	3,94	4,9	5,46	6,18	6,93	7,42	7,73
Электротопливный коэффициент без учета моторного топлива, кВт·ч/т у. т.	829	1119	1240	1285	1458	1541	1645

Результаты прогноза показывают, что на III расчетный уровень потребность народного хозяйства в электроэнергии возрастет в 2 раза, в тепловой энергии — в 1,6, в топливе на технологические цели — в 1,1 раза по сравнению с 1985 г. и достигнет соответственно 100 млрд кВт·ч, 132 млн Гкал и 6,8 млн т у. т. (табл. 59).

За рассматриваемый период удельный вес потребления электрической и тепловой энергии от республиканского объема понизится, потребление топлива на технологические нужды практически останется на том же уровне. Электровооруженность населения региона возрастет в 1,6 раза и достигнет наибольшей в республике величины — 12,7 тыс. кВт·ч на человека. Тепловооруженность возрастет

Северного и Центрального Казахстана

Удельный вес энергопотребления от Казахской ССР, %						
1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	Расч. уровень		
				I	II	III
47,5	53,8	54,5	53,5	50	49,5	49,5
51,4	50,4	49,8	49,6	47	46,6	45,5
45,5	42,3	45,7	40	39	40	40,5

нефтепродуктов.

только в 1,2, энерговооруженность — в 1,25 раза. Электротопливный коэффициент увеличится в 1,3 раза (табл. 60). Это свидетельствует об опережающем развитии электрификации, которая является основой интенсивного развития отраслей народного хозяйства и широкого внедрения достижений научно-технического прогресса.

Глава 3

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

Северный и Центральный Казахстан по развитию электроэнергетики занимает ведущее положение в республике. За период с 1965 по 1985 г. производство электроэнергии возросло с 10,6 до 54,8 млрд кВт·ч, т. е. соответственно 55 и 67,5% всей произведенной в Казахстане электроэнергии (табл. 61). Установленная мощность электростанций региона увеличилась в 3,3 раза и составила около 65% мощности всех электростанций республики. Данный регион — единственный в республике, практически полностью обеспечивающий сам свои потребности в электроэнергии.

На конец 1985 г. на территории Северного Казахстана действовало 8219 электростанций суммарной мощностью 11 074 МВт, из них 480 МВт размещено на дизельных электростанциях. Причем за двадцатилетний период мощность дизельных электростанций снизилась в 2,7 раза.

Средняя мощность дизельных электростанций составляет 58,5 кВт, стационарных ДЭС — 118 кВт, передвижных — 31 кВт. Использование установленной мощности ДЭС в среднем составляет 92 ч/год (табл. 62). Дизельные электростанции используются в народном хозяйстве в качестве автономных, резервных и аварийных источников электроэнергии, причем основная мощность их работает в сельском хозяйстве. В регионе имеется всего одна гидроэлектростанция мощностью 2 МВт.

Основная мощность электрогенерирующих источников Северного Казахстана находится в подчинении Минэнерго КазССР и размещается на паротурбинных электростанциях, развитие которых идет за счет освоения местных месторождений энергетических углей. Они занимают около 96% мощности и почти 100% выработки электроэнергии в регионе.

Из 22 паротурбинных электростанций региона в 1985 г. 20 ТЭС суммарной мощностью 10 232,5 МВт находились в подчинении Минэнерго КазССР, а 2 ТЭЦ общей мощностью 360 МВт являются блок-станциями промышленных предприятий и находятся в подчинении Карагандинского металлургического и Целиноградского горнохимического комбинатов.

Таблица 61. **Показатели развития электростанций Северного Казахстана**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Количество электростанций (всего)	16972	8456	8478	8584	8219
Установленная мощность электростанций в году, МВт	3370,8	4465	6423,1	7885,6	11074
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	10641,5	18627	32676	39557	54716,6
Использование установленной мощности в году, ч/год	3157	4170	5087	5016	4950
Количество ГЭС	—	1	1	1	1
Установленная мощность ГЭС, МВт	—	2,0	2,0	2,0	2,0
Выработка электроэнергии на ГЭС, млн кВт·ч	—	4	7	6	2,5
Количество ДЭС	16954	8451	8457	8561	8196
Установленная мощность ДЭС, МВт	1298,3	820	655,6	540,6	479,5
Выработка электроэнергии на ДЭС, млн кВт·ч	1376,7	530	167	70	44,1
Количество паротурбинных ТЭС	18	20	20	22	22
Установленная мощность ТЭС, МВт	2072,5	3643	5755,5	7343	10592,5
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч	9264,8	18093	32502	39481	54770
Отпуск тепла от ТЭС, млн Гкал	7,6	16,8	23,3	29,8	35,6
Удельный расход топлива на отпуск:					
электроэнергии *, г/кВт·ч	Нет	403,8	361,9	352,3	359,5
тепла *, кг/Гкал	данных	185	181,2	178,5	181,5
Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций на:					
производство электроэнергии *, %	То же	8,14	6,25	6,5	6,34
отпуск тепла *, кВт·ч/Гкал	»	35,02	35,68	33,7	42,86

* По электростанциям, относящимся к Минэнерго Казахской ССР.

Развитие паротурбинных ТЭС региона идет в направлении расширения старых и строительства новых теплоэлектроцентралей, а также сооружения мощных конденсационных электростанций. Проводятся реконструкция и техническое перевооружение существующих ТЭС.

Удельный вес установленной мощности ТЭЦ в 1985 г. составил около 33% мощности паротурбинных электростанций, на которых выработано 16,1 млрд кВт·ч электроэнергии и отпущено 35,6 млн Гкал тепла. Около 70% электроэнергии вырабатывается на конденсаторных электростанциях. Наиболее мощными конденсационными электростанциями являются Экибастузская ГРЭС-1 (4000 МВт), Ермаковская ГРЭС (2400). Из теплоэлектроцентралей региона наиболее мощными являются Карагандинская ТЭЦ-3 (330 МВт), Петропавловская ТЭЦ-2 (388), Карагандинская ТЭЦ-2 (435), Павлодарская ТЭЦ-3 (500).

Электростанции региона функционируют в составе пяти энергосистем: Кустанайской, Целиноградской, Павлодарской, Экибастуз-

Таблица 62. **Количество и мощность электростанций Северного Казахстана и производство электроэнергии на них за 1985 г.**

Категория электростанций	Электростанции (всего)			Гидроэлектростанции			Передвижные электростанции		
	Кол-во	Мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч	Кол-во	Мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч	Кол-во	Мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч
Общего пользования	24	10 233,8	53 301,6	—	—	—	4	1,1	—
В т. ч.:									
Минэнерго КазССР	24	10 233,8	53 301,6	—	—	—	4	1,1	—
Промышленные	358	392,1	1469,5	—	—	—	215	10,7	0,3
Транспортные	132	12,1	—	—	—	—	4,5	3,0	—
Сельские	6340	238,4	21,2	—	—	—	4704	126,5	19,3
При строительстве	564	26	8,0	1	2,0	2,5	448	19,5	5,0
Прочие	801	171,6	16,3	—	—	—	194	12,5	7,2
Всего	8219	11 074	54 816,6	1	2,0	2,5	5610	173,3	31,8

ской и Карагандинской, объединенных на параллельную работу линиями электропередач на напряжение 220 и 500 кВ, и образуют Объединенную энергетическую систему (ОЭС) Казахстана, которая имеет связи с ОЭС Сибири и Урала и является важнейшим звеном Единой энергетической системы (ЕЭС) страны. Общая характеристика отдельных энергосистем и электростанций Северного и Центрального Казахстана представлена ниже.

3.1. КАРАГАНДИНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Карагандинская энергосистема охватывает территорию Карагандинской и Джезказганской областей общей площадью 433,2 км^2, с населением на 1.01.86 г. 1825 тыс. чел.

В состав энергосистемы входит 8 электростанций, 5 предприятий электрических сетей, 2 предприятия по энергоремонту, энергонадзор, одно предприятие тепловых сетей, учебный комбинат.

Карагандинская энергосистема является одной из основных энергосистем Казахстана. На 1.01.87 г. установленная мощность электростанций энергосистемы достигла 2048 МВт, выработка электроэнергии — 11,6 млрд кВт·ч, отпуск тепловой энергии — 10,9 млн Гкал, что составляет соответственно 13,7; 14,9 и 16,9% от таковых всего Казахстана.

Электроэнергетика Центрального Казахстана на территории Джезказганской и Карагандинской областей прошла следующие этапы становления.

До Октябрьской революции электроэнергия использовалась в незначительном объеме на Спасском заводе, Джезказганском руднике и Карагандинской копи. Мощность электростанций на Спасском заводе составляла 455, на руднике — 140 кВт.

В 1928 г. в Джезказгане была введена в эксплуатацию Карсакпайская ЦЭС мощностью 3000 кВт. Электроснабжение Караганды вплоть до 1932 г. осуществлялось парогенераторной установкой мощностью 750 кВт, действовавшей на шахте «Герберта».

Планомерное и быстрое развитие электроэнергетика данного района получила в годы первых пятилеток, когда стране потребовалось много угля, руды, металла.

В 1931 г. началось сооружение Карагандинской ЦЭС, за период с 1932 по 1936 г. на ней было введено 7 котлоагрегатов общей паропроизводительностью 88 т/ч и 3 турбины суммарной мощностью 11 МВт.

Для обеспечения электроэнергией Балхашского горно-металлургического завода в этот период началось сооружение теплоэлектроцентрали. В 1937 г. на станции был введен первый турбоагрегат мощностью 25 МВт. К концу 1940 г. на станции работали 2 турбины суммарной мощностью 50 МВт и 3 паровых котла производительностью по 150 т/ч.

В конце 1942 г. вошли в строй действующих паровой котел производительностью 150 т/ч и турбина мощностью 25 МВт на Карагандинской ГРЭС-1. Эти 3 станции стали основой для создания Карагандинской энергосистемы.

Организацию энергосистемы можно условно отнести к 1943 г., когда был образован Карагандинский энергокомбинат, включивший КарГРЭС-1, Карагандинскую ЦЭС, сетевой район, энергосбыт и ОРС.

Ведущей электростанцией комбината стала КарГРЭС-1 мощностью 25 МВт, резервной — ЦЭС на 11 МВт. Станции были связаны линией электропередач напряжением 110 кВ. Максимум нагрузки комбината в конце 1943 г. составил 21 МВт, а выработка электроэнергии — 114,5 млн кВт·ч. Карагандинская ГРЭС-1 обеспечивала электроэнергией завод синтетического каучука (СК), строящийся металлургический завод и другие предприятия. Около 75% мощности ГРЭС-1 передавала по ЛЭП—110 кВ в Караганду для питания шахт и других предприятий. Протяженность линий электропередач напряжением 110 кВ составила 30 км и на 35 кВ — 14,5 км в одноцепном исчислении.

В сентябре 1945 г. Карагандинский энергокомбинат переименован в районное управление «Карагандаэнерго». Максимальная нагрузка системы достигла 31 МВт, выработка электроэнергии — 174 млн кВт·ч, отпуск тепла — 35,4 тыс. Гкал, причем тепло отпускалось только от КарГРЭС-1 заводам СК и ремонтному. Общая присоединенная электрическая нагрузка потребителей на конец 1945 г. составила 80,1 МВт. Наиболее крупными потребителями были комбинат «Карагандауголь» и завод синтетического каучука. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии составил 617 г/кВт·ч [82].

До 1959 г. в энергосистему по-прежнему входили 2 электростанции — Карагандинская ГРЭС-1 и Карагандинская ЦЭС мощностью

на конец 1958 г. соответственно 271,2 и 11 МВт. Максимум нагрузки энергосистемы достиг 265 МВт, выработка электроэнергии — 1,9 млрд кВт·ч, отпуск теплоэнергии — 428,3 тыс. Гкал. В этот период получили развитие Балхашская и Джезказганская ТЭЦ (входящие тогда в состав Балхашского и Джезказганского горно-металлургических комбинатов), мощность которых на конец 1958 г. составила соответственно 109 и 75 МВт.

В это же время строятся Карагандинская ГРЭС-2, ТЭЦ шахты № 22, Каражальская ТЭЦ, введена в эксплуатацию ТЭЦ Карагандинского металлургического завода.

В 1959 г. в состав энергосистемы вошли Джезказганская и Балхашская ТЭЦ и 2 Атасуйских энергопоезда. В 1960 г. пущены в эксплуатацию первые агрегаты Карагандинской ТЭЦ-1 (ТЭЦ шахты № 22). Вошла в строй действующих Каражальская ТЭЦ (1961 г.), первые агрегаты Карагандинской ГРЭС-2 (1962 г.), Тентекская ТЭЦ (1964 г.).

Установленная мощность электростанций энергосистемы увеличилась с 572,7 в 1960 г. до 1346,6 МВт в 1965 г. Выработка электроэнергии возросла с 3,25 до 5,59 млрд кВт·ч, а отпуск тепловой энергии — с 1,03 до 2,57 млн Гкал (табл. 63). Однако даже при таком быстром развитии электрогенерирующих мощностей района Балхашский и Джезказганский энергоузлы испытывали острый дефицит электроэнергии, так как их электростанции работали изолированно. В 1964 г. к Карагандинскому энергоузлу подключилась Джезказганская, а в 1965 г. Балхашская ТЭЦ, и все электростанции «Карагандаэнерго» были включены на параллельную работу.

В 1960—1965 гг. в энергосистеме высокими темпами шло электросетевое строительство.

В конце 1963 г. включена в работу ЛЭП напряжением 110 кВ Карагандинская ГРЭС-2 — Целиноград. В 1964 и 1965 гг. линии электропередач на 110 кВ связали Карагандинский энергоузел с Джезказганским и Балхашским.

В 1965 и 1966 гг. линии электропередач КарГРЭС-2 — Каражал—Джезказган, КарГРЭЭС-2 — Целиноград, КарГРЭС-2 — Балхаш и КарГРЭС-2 — Осокаровка были переведены на напряжение 220 кВ. За эту пятилетку протяженность всех ЛЭП увеличилась с 591,5 до 8051,2 км, в том числе на напряжение 110 кВ увеличилась на 1463 км, построено 1102 км ЛЭП на 220 кВ (табл. 64).

Однако централизованное электроснабжение сельских потребителей было на низком уровне. На 1.01.66 г. из 136 совхозов было электрифицировано от энергосистемы только 38, из 29 хлебоприемных пунктов — 4. Из 2889 населенных пунктов Карагандинской области от энергосистемы обеспечивалось электроэнергией 182 [82].

За период с 1965 по 1986 г. вышла на полную мощность Кара-

Таблица 63. **Показатели развития электростанции «Карагандаэнерго»**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Количество электростанций (всего)	6	10	8	7	7	8	8
Установленная мощность электростанций, МВт	572,7	1346,6	1489	1494	1723	2048	2048
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	3246,4	5589	8978,5	9388,4	10 706,8	10 990,2	11 627,9
Использование установленной мощности, ч/год	5669	4150	6030	6284	6214	5366	5678
Количество ДЭС	—	2	1	—	—	—	—
Установленная мощность ДЭС, МВт	—	1,4	1,0	—	—	—	—
Выработка электроэнергии на ДЭС, млн кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—
Количество паротурбинных ТЭС	6	8	7	7	7	8	8
Установленная мощность ТЭС							
электрическая, МВт	572,7	1345,2	1488	1494	1723	2048	2048
тепловая отборов турбин, Гкал/ч	Нет данных		1301	1982,9	2261,2	3041,2	3041,2
Располагаемая мощность ТЭС							
электрическая, МВт	То же			1433	1621	1699	1663
тепловая, Гкал/ч	»			1784,9	2653,2	2559	2708,2
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч	3246,4	5589,0	8978,5	9388,4	10 706,8	10 990,2	11 627,9
В т. ч. на тепловом потреблении, млн кВт·ч	Нет данных		933,8	1089,0	1477,5	2625,9	2807,2
Отпуск тепла от ТЭС, тыс. Гкал	1028	2569	3977,1	5506,3	6871,3	11 153,5	10 883,5
В т. ч. отработанным паром, тыс. Гкал	Нет данных		3574,5	4475,2	5563,3	7825,2	8366,8
Удельный расход условного топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	643,3	545,3	430,0	422,8	400,7	387,8	380,4
тепла, кг/Гкал	200,5	199,2	197,9	194,3	189,7	191,7	191,2
Собственные нужды электростанции на:							
производство электроэнергии, %	10,6	9,7	8,9	8,8	8,7	8,8	8,5
отпуск тепловой энергии, кВт·ч/Гкал	33,0	37,5	40,4	39,5	41,5	48,1	46,3
Удельная численность ППП, чел/МВт	Нет данных			2,44	2,38	2,72	2,6

Таблица 64. **Протяженность линий электропередач Карагандинской энергосистемы, км**

Напряжение ЛЭП, кВ	1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
				Воздушные					
500	—	—	—	—	—	157	540,2	819	1203
220	—	—	—	—	1101,9	1735,4	1955,4	3078	3078
110	30	58	156,5	303,6	1766,6	2299,9	4135,9	4495	4728
35	56,5	62	217,9	282,3	1160,8	4159,4	6643,7	7712	7926
10		—	—	—	625,3	5806,0	9603,5	13 454	1526
6	3,4	23,2	7,0	5,6	408,5	689,3	679,8	483	481
0,4 и менее	—	—	—	—	2471,5	6165,5	6360,5	6865	7207
Итого	89,9	143,2	381,4	591,5	7534,6	21 012,5	29 919,0	36 906	39 890
				Кабельные					
35	—	—	—	—	—	2,1	2,1	2,1	4,0
10	—	—		—	1,4	192,8	270,6	312,9	331
6	—	2,4	1,0	1,1	186,8	324,3	372,1	382,8	383
0,4 и менее	—	—	—	—	328,4	701,0	792,3	858,5	870
Итого	—	2,4	1,0	1,1	516,6	1220,2	1437,1	1556,2	1588
Всего	89,9	145,6	382,4	592,6	8051,2	22 232,7	31 356,1	38 462,2	41 478

гандинская ГРЭС-2, расширились Балхашская, Джезказганская ТЭЦ, ТЭЦ—ПВС, построены Карагандинские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3.

Установленная мощность электростанций энергосистемы возросла с 1346,6 МВт в 1965 г. до 2048 в 1986 г. Выработка электроэнергии увеличилась за этот период в 2,1 раза, отпуск тепла — в 4,2, а потребление электроэнергии — в 3,2 раза. Энергосистема электродефицитна. Собственные электростанции не обеспечивают потребности в электроэнергии энергосистемы, поэтому около 35% необходимой электроэнергии «Карагандаэнерго» получает от Экибастузской энергосистемы.

За период с 1960 по 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился на 262,9 г/кВт·ч, на отпуск тепла с 200,5 до 191,2 кг/Гкал. Это обеспечивалось за счет оснащения электростанций более мощным и экономичным оборудованием, увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении и отпуска тепла отработанным паром (см. табл. 63).

Однако технико-экономические показатели работы электростанций энергосистемы значительно хуже, чем в среднем по Минэнерго КазССР. Это объясняется значительным удельным весом в энергосистеме оборудования на средние параметры пара, ухудшением качества сжигаемого топлива и снижением надежности работы устаревшего основного оборудования ряда электростанций.

Карагандинская энергосистема входит в объединенную энергосистему Казахстана и работает параллельно с другими энергосистемами ОЭС.

В 1970 г. Карагандинская энергосистема включена в параллельную работу с энергосистемами Урала, а с 1978 г.— с энергосистемами Сибири.

В 1986 г. введена в эксплуатацию линия электропередач на напряжение 500 кВ Агадыр—Южно-Казахстанская ГРЭС протяженностью 384,3 км, которая связала Карагандинскую энергосистему с «Алма-Атаэнерго» и ОЭС Средней Азии.

Общая протяженность линий электропередач энергосистемы всех напряжений на конец 1986 г. составила 41 478 км, в том числе на напряжение 110—500 кВ — 8999 км (см. табл. 64).

Как отмечалось выше, в энергосистему входит 8 электростанций и ТЭЦ—ПВС — блок-станция Карагандинского металлургического комбината.

Карагандинская ГРЭС-1 расположена в северо-западной части г. Темиртау на левом берегу Самаркандского водохранилища. Станция предназначалась для электроснабжения Карагандинского угольного бассейна. По условиям водоснабжения КарГРЭС-1 была сооружена на берегу р. Нуры в 30—35 км от потребителя электроэнергии с передачей ее по ЛЭП в Караганду.

Строительство станции началось в 1935 г. параллельно с водохранилищем, сооружаемым на р. Нуре. В октябре 1941 г. водохранилище вступило в промышленную эксплуатацию, а 18 октября 1942 г. ГРЭС-1 дала промышленный ток Карагандинскому уголь-

ному бассейну. На станции введены в работу паровой котел производительностью 120/150 т/ч на средние параметры пара и паровая турбина типа АТ-25-1 Ленинградского металлического завода (табл. 65, 66).

Строительство ГРЭС велось по рабочему проекту Северо-Западного отделения института Теплоэлектропроект, предусматривавшему конечную мощность станции 100 МВт [83].

Главный корпус ГРЭС первой очереди выполнен одновременно на мощность 50 МВт для двух турбоагрегатов и трех котлов, а щит управления, топливоподача, техническое водоснабжение были сооружены сразу на мощность 100 МВт [84].

Монтаж оборудования второй очереди ГРЭС начат в 1945 г. Турбогенератор станц. № 2 типа АК-25 мощностью 25 МВт фирмы «Парсонс» и котел № 2 производительностью 120/150 т/ч Таганрогского котельного завода приняты в эксплуатацию весной 1946 г. Котел № 3 производительностью 120/150 т/ч пущен в эксплуатацию в августе 1947 г.

Главный корпус станции выполнен по разорванному варианту, когда котельная и машинный зал расположены в раздельных зданиях, соединенных переходными мостиками и связанных со стороны постоянного торца общим служебным корпусом [84].

К концу 1947 г. на станции работали 3 паровых котла на параметры пара 35 кгс/см² и 420—430°С. Причем первый котел спроектирован для работы на карагандинском каменном угле, имеет пылеприготовление, выполненное по одновентиляторной схеме с промбункером и двумя шаровыми мельницами. Второй и третий котлы были установлены с учетом сжигания карагандинского бурого угля. Пылеприготовление их выполнено с шахтными мельницами.

Турбогенераторы типа АТ-25-1 и АК-25 имеют параметры пара 29 кгс/см² и 400°С (см. табл. 66). Главный щит управления и распредустройства располагаются в отдельном здании параллельно машинному залу и соединяются с ним переходным мостиком. Техническое водоснабжение ГРЭС выполнено по оборотной схеме с охлаждением воды в большом Самаркандском водохранилище.

Станция обеспечивала электроэнергией Карагандинский угольный бассейн, а также промышленные предприятия, расположенные в непосредственной близости от ГРЭС. Выдача мощности от ГРЭС в Караганду производилась на напряжение 110 кВ, питание местных потребителей осуществлялось непосредственно от шин 6 кВ КарГРЭС-1.

С ростом электрических и тепловых нагрузок ГРЭС-1 неоднократно расширялась третьей, четвертой и пятой очередями. При этом на станции устанавливалось разнотипное оборудование отечественного и зарубежного производства с различными параметрами пара.

За период с 1942 по 1956 г. на станции было установлено 11 паровых котлов суммарной производительностью 1740 т/ч и 9 паро-

Таблица 66. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ГРЭС-1**

Станц. №	Типоразмер котла и завод-(фирма) изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТКП-7, ТКЗ	1940	1942	150	32	410	80,9/69,3	257180
2	ТО-2, ТКЗ	1945	1946	150	32	410		255051
3	Стерлинг, ф. «Бабкок-Вилькокс»	1941	1947	150	32	410		Демонтирован
4	Бенсон, ф. «Вальтер»	1940	1951	100	126	500		»
5	» »	1940	1951	100	126	500		»
6	» »	1940	1952	100	126	500		»
7	» »	1940	1953	100	126	500		»
8	» »	1954	1954	200	125	500	79,1/74,0	141710
9	ПК-10М, ЗИО	1953	1955	230	100	510		179896
10	ПК-10М, ЗИО	1953	1955	230	100	510		181748
11	ПК-10М, ЗИО	1954	1956	230	100	510		188157

Таблица 66. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ГРЭС-1**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод (фирма)-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.1987 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	Т-25-29 (АТ-25-1), ЛМЗ	1939	1942	25	78	29	400	353 959
2	К-25-29 (АК-25), «Парсонс»	1941	1946	25	—	29	400	Демонтирована
3	Р-8-22/8 (АП-20), «Сименс-Шуккерт»	1941	1909	8	117	22	400	То же
4	Р-12-90, КТЗ	1972	1973	12	76	90	535	79 618
5	Р-8-22/8 (АП-20), «Сименс-Шуккерт»	1941	1951	8	117	22	400	Демонтирована
6	Р-12-90/8, КТЗ	1974	1974	12	76	90	535	66 400
7	Т-50-90 (ВК-50-1), ЛМЗ	1953	1954	50	80	90	500	230 130
8	К-55-90 (ВК-50-1), ЛМЗ	1953	1954	55	—	90	500	221 750
9	К-55-90 (ВК-50-1), ЛМЗ	1955	1956	55	—	90	500	220 373

ных турбин общей электрической мощностью на конец 1956 г. 271,2 МВт. В дальнейшем развитие станции шло за счет реконструкции или замены турбин с целью увеличения их тепловой или электрической мощности. Так, 2 турбины типа АП-20 станц. № 3 и 5 были реконструированы для работы с противодавлением в Р-8-22/8, турбина № 1 типа АТ-25-1 реконструирована в Р-18-29/2, турбина № 6 типа ВР-13 заменяется на Р-12-90/18. Увеличена электрическая мощность турбин станц. № 7, 8, 9 типа ВК-50-1 на 5 МВт каждая [85]. В настоящее время на станции установлено 6 паровых котлов суммарной производительностью 1140 т/ч и 6 паровых турбин электрической мощностью 209 МВт, тепловой отборов — 310 Гкал/ч.

Топливом для ГРЭС-1 в 1963 г. выделена смесь промпродукта, шлама, карагандинского и куу-чекинского каменных углей. С 1966 г. на станцию поступает экибастузский уголь.

До 1960 г. Карагандинская ГРЭС была одной из наиболее мощных и экономичных электростанций Казахстана, когда удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла были существенно ниже, чем в среднем по республике. Использование установленной электрической мощности достигало в 1945 г. 7000 ч/год, выработка электроэнергии в 1960 г.— 1751,7 млрд кВт·ч, отпуск тепла в 1986 г.— 1278,7 тыс. Гкал. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии составил в 1955 г. 426 г/кВт·ч, тепла — 166,1 кг/Гкал (табл. 67).

По данным «Уралтехэнерго», в настоящее время оборудование станции морально устарело и физически изношено. Энергетические котлы станц. № 1, 2 находятся в эксплуатации более 40 лет и подлежат демонтажу. Состояние других котлов неудовлетворительное. Для восстановления их работоспособности необходимо в больших объемах выполнить замену экранных труб, водяных экономайзеров, воздухоподогревателей и пароперегревателей. Требуется также замена мельниц и мельничных вентиляторов, дымососов и дутьевых вентиляторов и др. Учитывая неудовлетворительное состояние оборудования и большие ежегодные затраты на восстановительные работы, необходимо ускорить сооружение замещаемой паровой мощности. Требуется демонтаж турбины № 1, выработавшей свой ресурс, восстановительный ремонт турбин № 4, 6, реконструкция турбин № 8, 9.

На основании технико-экономических расчетов САО ВНИПИэнергопром предлагает [86, 87]:

— демонтировать котлы № 1—7;

— перевести на пониженные параметры котел № 8;

— установить 2 новых котла типа БКЗ-220-100;

— демонтировать турбину № 1;

— турбины Р-12-90/19 станц. № 4, 6 перевести на противодавление на 13 кгс/см^2;

— турбину К-55-90 № 8 реконструировать с организацией теплофикационного отбора в Т-50-90;

Таблица 67. **Технико-экономические показатели работы Карагандинской ГРЭС-1**

Показатели	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность										
электрическая, МВт	25	70	221,2	271,2	243	243	255	225	209	209
тепловая отборов турбин, Гкал/ч	92	209	Нет данных		293	293	358	378	310	310
Располагаемая мощность										
электрическая, МВт	Нет данных					226,5	225	204	120	120
тепловая, Гкал/ч	»		»				280	323	260	260
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	174	482,3	1154,0	1757,7	1321,8	1391,7	1389,9	1300,6	433,9	537,2
В т. ч. на тепловом потреблении	Нет данных					168,4	120,8	206,8	57,6	143,4
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	35,4	152,3	321,5	473,7	960,7	1139,1	1251,6	1216,1	1278,7	1248,7
В т. ч. отработанным паром	Нет данных						1195,1	1171,1	300,4	889,2
Использование установленной мощности, ч/год										
электрической	6960	6890	5217	6481	5440	5727	5451	5781	2076	2570
тепловой отборов турбин	Нет данных						3338	3098	969	2868
Удельный расход топлива на отпуск:										
электроэнергии, г/кВт·ч	497	480	426	471	533,4	499,7	478,1	457,0	533,5	509,3
тепла, кг/Гкал	172	163,8	166,1	173,2	180,7	201,5	199,7	196,0	202,8	204,3
Структура потребляемого топлива, %										
уголь	Нет данных					95,1	98,6	98,2	93,0	94,5
мазут	»		»			4,9	1,4	1,8	7,0	5,5
Расход электроэнергии на собственные нужды:										
производство электроэнергии, %	9,6	6,6	9,8	10,4	11,2	11,1	10,5	10,8	16,0	14,9
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	18,1	15,8	32,8	37,3	39,3	40,8	40,9	41,8	44,6	43,9
Удельная численность ППП, чел/МВт	Нет данных					3,03	3,27	3,44	3,82	3,59

— турбину К-55-90 № 9 реконструировать с организацией производственного отбора в П-55-90.

Электрическая мощность станции после техперевооружения составит 149 МВт, тепловая — 510 Гкал/ч. Общая стоимость техперевооружения КарГРЭС-1 — 33,6 млн руб. [86]. В дальнейшем турбину № 4 предполагается демонтировать. На этапе 1991—1995 гг. предусматривается демонтаж котлов № 8—11 с установкой на их место четырех котлов БКЗ-220—100 [87].

Карагандинская ТЭЦ-1 — станция на средние параметры пара электрической мощностью 36 МВт, тепловой — 460 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 160 Гкал/ч, эксплуатируется с 1960 г. Ввод в эксплуатацию последнего котлоагрегата — водогрейного котла № 9 — осуществлен в 1969 г.

На ТЭЦ установлено 6 паровых котлов типа БКЗ-50-39Ф Барнаульского котельного завода производительностью по 50 т/ч на параметры пара 40 кгс/см^2 и 450°С, 3 водогрейных котла типа ПТВП-100 Бийского котельного завода, 5 паровых турбин—одна типа ПТ-12-35 Брянского завода и 4 турбины типа ПР-6-1 Калужского турбинного завода (табл. 67а, 68).

В соответствии с проектным заданием ТЭЦ-1 проектировалась и сооружалась в технологическом комплексе шахт № 22 и 37 с максимальным кооперированием вспомогательных сооружений. Поэтому площадка станции, расположенная на территории шахты, чрезвычайно стеснена. Водогрейная котельная расположена на отдельной площадке между главным корпусом и тепловым пунктом.

Согласно проекту, топливом для ТЭЦ-1 служат отходы сухого обогащения карагандинских углей марки ПЖ, полученные непосредственно из бункеров обогатительной фабрики шахты № 37. Для пиковой котельной ТЭЦ, оборудованной водогрейными котлами типа ПТВП-100, в качестве топлива установлены карагандинские каменные угли — отсев, промпродукт, шлам, поставляемые с шахт № 22, 37, 38.

В настоящее время на Карагандинской ТЭЦ-1 на паровых и водогрейных котлах сжигаются в основном отходы карагандинских каменных углей марки КСШ и промпродукт. Динамика изменения качества поставляемого на станцию топлива следующая [89]:

	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1983 г.
низшая теплота сгорания, ккал/кг	5362	5407	5005	4860
зольность, %	26,6	26,1	29,5	33,0
влажность, %	7,3	6,8	7,0	7,5

Низкое качество топлива требует реконструкции комплекса сооружений по приему, подготовке и подаче топлива в бункера паровых котлов, а также реконструкции пылесистем.

Технико-экономические показатели работы ТЭЦ-1 за период с 1965 по 1986 г. представлены в табл. 69. Станция характеризуется стопроцентной выработкой электроэнергии на тепловом потреб-

Таблица 67а. **Характеристика котельных агрегатов Карагандинской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-50-39Ф, Барнаульский котельный завод	1958	1960	50	40	450	Нет данных	117839
2	БКЗ-50-39Ф, »	1958	1960	50	40	450		127908
3	БКЗ-50-39Ф, »	1961	1962	50	40	450		102120
4	БКЗ-50-39Ф, »	1962	1965	50	40	450		99290
5	БКЗ-50-39Ф, »	1963	1963	50	40	450		111331
6	БКЗ-50-39Ф, »	1963	1964	50	40	450		87521
7	ПТВП-100, Бийский котельный завод	1965	1967	100*	—	—		20364**
8	ПТВП-100, »	1968	1968	100*	—	—		24789**
9	ПТВП-100, »	1969	1969	100*	—	—		22298**

* Гкал/ч.
** На 1.01.86 г.

Таблица 68. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер турбины и завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ПТ-12-35, Брянский завод	1958	1960	12	68	35	435	135 126
2	ПР-6-1, КТЗ	1961	1962	6	23	35	435	98 031
3	ПР-6-1, » »	1961	1962	6	23	35	435	94 949
4	ПР-6-1, » »	1965	1966	6	23	35	435	90 254
5	ПР-6-1, » »	1965	1965	6	23	35	435	96 948

лении, низкими удельными расходами топлива на отпуск электроэнергии и высокими на отпуск тепла, относительно небольшими расходами электроэнергии на собственные нужды. Использование установленной мощности электрической и тепловой отборов турбин составляет около 4000 ч/год. В 1986 г. выработка электроэнергии на станции достигла 140 млн кВт·ч, отпуск тепла — 3,9 млн Гкал,

Таблица 69. **Технико-экономические показатели работы Карагандинской ТЭЦ-1**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность						
электрическая, МВт	35	36	36	36	36	36
тепловая, Гкал/ч	120	460	460	460	460	460
В т. ч. отборов турбин	120	156	160	160	160	160
Располагаемая электрическая мощность, МВт	32	36	31	32	32	32
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	85,3	131,6	132,0	111,2	143,2	139,9
В т. ч. на тепловом потреблении	55,7	131,6	132,0	111,2	143,2	139,9
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	380,8	726,2	1234,9	1075,4	1321,2	1341,9
В т. ч. отработанным паром	327,3	594,8	687,4	544,5	718,4	642,0
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	2437	3656	3667	3089	3978	3886
тепловой отборов турбин	2728	3813	4296	3403	4490	4013
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	328,4	187,1	183,85	184,6	181,5	181,5
тепла, кг/Гкал	194,9	186,6	191,3	192,63	196,3	197,6
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	4,67	1,57	1,83	2,1	2,2	2,2
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	25,45	31,9	29,3	34,32	35,8	34,8
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	96,4	100	92,5	91,3	93	94,4
мазут	3,6	—	7,5	8,7	7	5,6
Удельная численность, ППП, чел/мВт	12,1	12,2	12,2	12,8	12,8	12,8

удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии — 181,5 г/кВт·ч, тепла — 197,6 кг/Гкал. Удельный вес сжигаемого на станции мазута колеблется от 3,2 до 8,7%. В целом основное оборудование станции морально и физически устарело, размещается в крайне стесненных условиях, не обеспечивающих нормальные условия эксплуатации.

В соответствии с технико-экономическими расчетами по реконструкции и техническому перевооружению САО ВНИПИэнергопром [88, 89] на перспективу рекомендует:

— демонтаж турбоагрегатов ТЭЦ с переводом ее на работу в режим отопительной котельной;

— сохранение в работе шести котлов БКЗ-50 с переводом их на пониженные параметры пара;

— расширение водогрейной котельной четырьмя паровыми котлами низкого давления типа Е-160-14.

Карагандинская ТЭЦ-2 — бывшая ТЭЦ-2 Карагандинского металлургического комбината (КМК) предназначена для покрытия тепловых и электрических нагрузок металлургического комбината в г. Темиртау и готовит для комбината химически обессоленную воду.

Строительство ТЭЦ-2 началось в 1969 г., 31 декабря 1973 г. первые агрегаты были введены в эксплуатацию и станция выдала потребителям промышленный ток. К январю 1976 г. на станции была введена первая очередь в составе четырех энергетических котлов типа Е-420-140 (ТП-81), трех турбоагрегатов Т-100-130 и трех пиковых водогрейных котлов типа ПТВМ-100 (табл. 70, 71).

В 1974 г. началось расширение второй очередью, в состав которой, согласно проекту, входят 5 энергетических котлов типа ТП-81, 3 турбоагрегата типа ПТ-135/165-130/5 и 5 водогрейных котлов. На 1.01.87 г. на станции было введено по проекту второй очереди 2 энергетических котла станц. № 5 и 6, один турбоагрегат типа ПТ-135/165-130/15 и 4 водогрейных котла типа КВГМ-100.

На 1.01.87 г. установленная электрическая мощность станции составила 435 МВт, тепловая — 1512 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 812. Паровой котел типа ТП-81 (Е-420/140) Таганрогского котельного завода «Красный котельщик» однобарабанный, водотрубный, однокорпусный, П-образной компоновки, с естественной циркуляцией, оборудован топочным устройством для сжигания промпродукта карагандинских углей при сухом шлакоудалении паропроизводительностью 420 т/ч, на параметры пара на выходе из пароперегревателя 140 кгс/см² и 560°С.

На котлах установлены турбулентные пылеугольные горелки по 12 штук на котел, расположенные в один ряд на фронтальной и задней стенах камеры горения. Для растопки используются мазутные форсунки механического типа по 12 штук на каждый котел.

Паровая турбина типа Т-100-130 Уральского турбомоторного завода трехцилиндровая, одновальная, номинальной мощностью 100 МВт, с конденсацией и двумя отопительными отборами пара после 21-й и 23-й ступеней с пределами регулирования соответственно 0,6—2,5 и 0,5—2 кгс/см². Номинальная суммарная величина обоих отборов на турбине станц. № 1—160 Гкал/ч, № 2—168 и № 3—175 [190].

Паровая турбина типа ТП-135/165-130/15, станц. № 4, УТМЗ одновальная, 2-цилиндровая, номинальной мощностью 135 тыс. кВт на параметры пара 130 кгс/см² и 555°С. Турбина имеет один производственный и 2 отопительных отбора пара для нужд производства и отопления. Номинальная нагрузка производственного отбора— 320 т/ч, отопительная нагрузка обоих отборов — 110 Гкал/ч, расход свежего пара на турбину — 750 т/ч.

Таблица 70. **Характеристика котельных агрегатов Карагандинской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТП-81 (Е-420-140), ТКЗ	1970	1973	420	140	560	85,5/79,8	63428
2	» » »	1970	1973	420	140	560		61184
3	» » »	1973	1974	420	140	560		62187
4	» » »	1974	1976	420	140	560		56031
5	» » »	1978	1982	420	140	560		25090
6	» » »	1979	1982	420	140	560		24459
1в	ПТВМ-100, Дорогобужский котельный завод	1968	1971	100*	—	—		
2в	» » » »	1969	1971	100*	—	—		
3в	» » » »	1971	1972	100*	—	—		
4в	КВГМ-100, » » »	1975	1978	100*	—	—		2318
5в	» » » »	1976	1978	100*	—	—		1139
6в	» » » »	1978	1982	100*	—	—		5037
7в	» » » »	1979	1982	100*	—	—		4337

* Гкал/ч.

Таблица 71. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.05.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	Т-100-130, УТМЗ	1971	1974	100	160	130	555	8540[illegible]
2	Т-100/120-130-2, »	1973	1974	100	168	130	555	92664
3	Т-100/120-130-3, »	1974	1975	100	175	130	555	83617
4	ПТ-135/165-130/15, »	1979	1982	135	309	130	555	25641

Основное топливо энергетических котлов — промпродукт карагандинских каменных углей для водогрейных котлов и растопочное — мазут. Транспорт угля на станцию производится ленточными конвейерами от углеобогатительной фабрики коксохимического производства металлургического комбината и по железной дороге из районов Караганды.

Система пылеприготовления одновентиляторная с промбункером. Размол топлива осуществляется в барабанных шаровых мельницах, по 2 на каждый котел. На станции имеется открытый склад хранения угля емкостью 71 000 т.

Все котлы подключены к двум дымовым железобетонным трубам высотой по 250 м. В качестве золоуловителей на станции установлены трехпольные электрофильтры с КПД, равным 0,97—0,98. Удаление золы и шлака совместное, гидравлическое, оборотное, золошлаковая пульпа с помощью багерных насосов подается в шламовую насосную металлургического комбината и далее — в золоотвал комбината с возвратом осветленной воды.

Техническое водоснабжение станции осуществляется от береговой насосной металлургического комбината с охлаждением циркуляционной воды в Самаркандском водохранилище. Выдача электрической мощности осуществляется на напряжении 10, 35 и 110 кВ.

Станция работает по тепловому графику. Выдача тепла от ТЭЦ производится с горячей водой, паром, химически очищенной и обессоленной водой.

Основные технико-экономические показатели работы станции следующие. Выработка электроэнергии ТЭЦ-2 в 1986 г. достигла 2,1 млн кВт·ч, в том числе около 30% ее производится на тепловом потреблении. Годовой отпуск тепловой энергии составил 2,21 млн Гкал, в том числе 2,08 — отработанным паром (табл. 72).

Станция имеет значительный разрыв между установленной и располагаемой мощностью — 135 МВт. Главной причиной ограничения мощности является снижение параметров острого пара энергетических котлов станции из-за некачественного материала гибов экранных труб. Это является также основной причиной неудовлетворительной работы станции: низкое число часов использования установленной мощности, высокие удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла, высокий удельный вес сжигаемого на станции мазута (табл. 73, 74).

Перспективы развития станции следующие. В соответствии с проектом строительства второй очереди предусматривается расширение ТЭЦ-2 с вводом в действие трех энергетических котлов и двух турбоагрегатов мощностью по 135 тыс. кВт.

Карагандинская ТЭЦ-3 — основной источник тепловой энергии для промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора г. Караганды, расположена севернее района Новый Майкудук в 2,5 км от границы застраиваемого промышленного района.

Первая очередь ТЭЦ-3 в составе четырех энергетических котлов типа БКЗ-420-140-5 производительностью по 420 т пара в час на

Таблица 72. **Технико-экономические показатели работы Карагандинской ТЭЦ-2**

Показатели	1974 г.	1975 г.	1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:									
электрическая, МВт	200	300	300	300	435	435	435	435	435
тепловая, Гкал/ч	628	803	1003	1003	1512	1512	1512	1512	1512
В т. ч. отборов турбин	328	503	503	503	812	812	812	812	812
Располагаемая мощность:									
электрическая, МВт	126	260	300	300	365	374	294	300	300
тепловая, Гкал/ч	—	577	780	740	785	812	812	668	649
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	447,5	1063,8	1807,6	1611,1	1552,4	1440,1	1374,3	1842,1	2144,3
В т. ч. на тепловом потреблении, млн кВт·ч	47,3	239,6	517,8	434,9	542,2	489,6	465,3	723,1	631,7
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	368,6	1285,8	1407,8	1217,3	1514,4	1742,9	2159,4	2539,3	2207,9
В т. ч. отработанным паром	Нет данных					258,0	1703,7	2426,7	2079,3
Использование установленной мощности, ч/год:									
электрической	2238	3546	6025	5370	3569	3311	3159	4235	4929
тепловой отборов турбин	Нет данных					318	2098	2989	2561
Удельный расход топлива на отпуск:									
электроэнергии, г/кВт·ч	426,3	365,8	348,3	386,3	346,9	381,1	374,4	341,3	323,6
тепла, кг/Гкал	212,9	193,4	190,4	192,0	186,3	199,8	198,9	193,6	188,0
Структура потребляемого топлива, %:									
уголь		91,1	88,0	85,6	84,1	78,7	76,9	80,0	91,8
мазут		8,9	12,0	14,4	15,9	21,3	23,1	20,0	8,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на:									
производство электроэнергии, %	9,7	7,0	6,7	7,2	7,6	10,0	9,7	7,9	6,8
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	49,0	51,4	60,8	70,6	78,1	65,9	66,3	63,0	57,7
Удельная численность ППП, чел/МВт	Нет данных		1,52	—	1,41	Нет данных		2,36	2,24

Таблица 73. **Характеристика котельных агрегатов Карагандинской ТЭЦ-3**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-420-140-5, Барнаульский котельный завод	1976	1977	420	140	560	89,4/83,4	57 827
2	БКЗ-420-140-5, »	1977	1977	420	140	560		56 367
3	БКЗ-420-140-5, »	1978	1978	420	140	560		53 824
4	БКЗ-420-140-5, »	1980	1980	420	140	560		45 486

Таблица 74. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер турбин, завод-изготовитель	Год		Параметры пара		Номинальная мощность		Время наработки на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы	Давление, кгс/см²	Температура, °С	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	
1	Т-110/120-130-3, УТМЗ	1976	1977	130	555	110	175	67 228
2	Т-110/120-130-3, »	1977	1977	130	555	110	175	68 177
3	Т-110/120-130-3, »	1978	1978	130	555	110	175	61 422

параметры пара 140 кгс/см^2 и 560°С и трех паровых турбин типа Т-110/120-130-3 номинальной мощностью 110 МВт была введена в эксплуатацию в 1977—1980 гг. (см. табл. 72, 73). Проект первой очереди строительства разработан САО ВНИПИэнергопромом и реализован практически полностью (за исключением градирни № 3) [92].

Основное и резервное топливо — экибастузский уголь первой группы, растопочное топливо — мазут. Склад топлива рассчитан на месячный запас. Система пылеприготовления — индивидуальная, с установкой молотковых мельниц с воздушно-проходными сепараторами. Гидрозолошлакоудаление — оборотное, совместное, осуществляется багерными насосами, установленными в отдельно стоящем здании.

Котлы станции подсоединены к дымовой трубе высотой 180 м и диаметром устья 7,2 м. Система технического водоснабжения оборотная, с двумя башенными испарительными пленочными градирнями площадью орошения по 2100 м^2 и одной еще не построенной градирней — 3200 м^2.

Потери воды в системе технического водоснабжения восполняются из канала Иртыш—Караганда от водоводов технической воды городских очистных сооружений.

Подготовка воды для подпитки котлов выполнена по схеме полного химического обессоливания. Вода для подпитки теплосети готовится по схеме известкования с коагуляцией в осветлителях, фильтрацией на механических фильтрах, подкислением и натрий-катионированием.

Генераторы турбин типа ТВФ-120-2 с водородным охлаждением напряжением 10,5 кВ подключены к шинам распределительного устройства 110 кВ. Выдача электрической мощности станции осуществляется на напряжение 110 и 220 кВ.

Главный корпус выполнен с параллельным расположением машинного, деаэраторного, бункерного, котельного и дымососного отделений. Размеры пролетов: машинный зал — 42, деаэраторное отделение — 10,5, бункерное — 9, котельное — 39 м. Расположение турбин — поперечное в ячейке длиной 36 м, ячейка котлов — 24 м. Установленная мощность станции — 330 МВт, тепловая отборов турбин — 525 Гкал/ч. Технико-экономические показатели работы станции приведены в табл. 75.

Выработка электроэнергии станции достигла 1,8 млрд кВт·ч, в том числе около 57% электроэнергии производится на тепловом потреблении. Отпуск тепловой энергии в 1986 г. составил 2 млн Гкал/ч, в том числе около 93% — отработанным паром. Использование установленной электрической и тепловой мощности превысило соответственно 5500 и 3500 ч/год.

За период с 1977 по 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 422,6 до 289,9 г/кВт, тепла — с 197,2 до 180,6 кг/Гкал. Удельный расход мазута на станции колебался с 0,4 до 2%.

На станции имеется значительное ограничение мощности, в 1986 г.— 65 МВт. Основными причинами разрыва мощности являются:

— сезонное ее ограничение (с апреля по сентябрь) из-за несоответствия охлаждающих устройств и установленной мощности ТЭЦ (отсутствие третьей градирни и недостаточная нагрузка горячего водоснабжения);

Таблица 75. **Технико-экономические показатели работы Карагандинской ТЭЦ-3**

Показатели	1977 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:				
электрическая, МВт	220	330	330	330
тепловая, Гкал/ч	350	525	525	525
Располагаемая мощность:				
электрическая, МВт	150	330	300	265
тепловая, Гкал/ч	350	525	525	525
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	318,9	2017,5	1752,1	1832,1
В т. ч. на тепловом потреблении	8,76	582,9	907,4	1043,4
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	66,8	1102,6	2094,5	2015,3
В т. ч. отработанным паром	9,2	1093,9	1676,2	1879,9
Использование установленной мощности, ч/год:				
электрической	1449	6114	5309	5552
тепловой отборов турбин	26	2084	3193	3581
Удельный расход топлива на отпуск:				
электроэнергии, г/кВт·ч	422,6	327,7	291,3	289,9
тепла, кг/Гкал	197,2	180,1	180,2	180,6
Структура потребляемого топлива, %:				
уголь	89,9	98,2	98,0	98,8
мазут	10,1	1,8	2,0	1,2
Зольность угля, %	39,7	38,2	44,1	43,9
Расход электроэнергии на собственные нужды на:				
производство электроэнергии, %	8,3	6,89	7,5	7,3
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	28,25	44,65	52,0	53,4
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	2,52	2,06	2,3

— зимнее ограничение мощности (с ноября по март) из-за недостатка котельной мощности, связанное с максимальной загрузкой пиковых бойлеров паром от РОУ, ненадежной работой основного и вспомогательного котельного оборудования.

Дальнейшее развитие станции предусматривается за счет расширения ее четырьмя энергетическими котлами паропроизводительностью по 420 т/ч, двумя турбинами типа Т-110/120-130-3 и одной турбины Р-100/107-130-13С общей мощностью 327 МВт.

Технико-экономические показатели расширяемой части станции следующие [92]:

установленная мощность:	
электрическая	— 320/340 МВт
тепловая	— 760,4 Гкал/ч
удельные капиталовложения	— 334/315 руб/кВт
удельный расход топлива на отпуск:	
электроэнергии	—230 г(кВт·ч)
тепла	— 180 кг/Гкал
удельная численность промышленно-производственного персонала	—1,9 чел/МВт
в т. ч. эксплуатационного	— 0,88 чел/МВт

С учетом расширения установленная мощность ТЭЦ составит 707 МВт, тепловая — 450 Гкал/ч.

Тентекская ТЭЦ находится на северо-западной окраине г. Шахтинска Карагандинской области, расположенного в 40 км к западу от Караганды, и служит для теплоснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей города. Задание на проектирование станции выдано институтом Карагандауголь и управлением «Карагандаэнерго», утверждено Карагандинским совнархозом. Электростанция была необходима для энергоснабжения строящихся шахт в Тентекском районе [93, 94].

В период с 1964 по 1965 г. на станции были установлены 3 паровых котла типа БКЗ-75-39БФ производительностью по 75 т пара в час на средние параметры пара и 3 паровые турбины типа АПР-6-1 мощностью по 6 МВт (табл. 76, 77). В дальнейшем с ростом тепловых нагрузок станция была расширена двумя паровыми котлами типа БКЗ-75-39 производительностью по 75 т/ч и одним водогрейным котлом типа ПТВМ-75 производительностью 75 Гкал/ч [95].

В настоящее время на станции установлено 5 паровых котлов суммарной паропроизводительностью 375 т/ч, один водогрейный котел — 75 Гкал/ч, 3 паровые турбины электрической мощностью 18 МВт, тепловой отборов турбин — 102 Гкал/ч.

Топливом на станции служат отходы обогащения карагандинского угля и мазут в соотношении 55 и 45%. Топливное хозяйство имеет склад угля емкостью 12 тыс. т и однониточную конвейерную подачу топлива в главный корпус. Система пылеприготовления — индивидуальная, с прямым вдуванием, двумя среднеходовыми мельницами и мельничными вентиляторами на котел.

Золоулавливание осуществляется в последовательно включенных трубах Вентури и мокропрутковых скрубберах типа МП-ВТИ. Золошлакоудаление совместное, гидравлическое. Техническое водоснабжение оборотное, с охлаждением циркуляционной воды в брызгальном бассейне. Имеются 2 дымовые трубы высотой 100 и 60 м. Источником воды служит Катурский водозабор с артезианскими скважинами.

Электрическая мощность ТЭЦ выдается в энергосистему по ЛЭП—110 кВ и на шахты местным потребителям на напряжение 6 и 35 кВ.

Станция работает по тепловому графику. Вся вырабатываемая

Таблица 76. **Характеристика котельных агрегатов Тентекской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-75-39ФБ, Барнаульский котельный завод	1963	1964	75	40	440	82,7/78,5	86 100
2	БКЗ-75-39ФБ, »	1963	1964	75	40	440		77 800
3	БКЗ-75-39ФБ, »	1864	1965	75	40	440		81 150
4	БКЗ-75-39ФБ, »	1971	1972	75	40	440		59 000
5	БКЗ-75-39ФБ, »	1984	1985	75	40	440		4600
6	ПТВМ-75, Белгородский котельный завод	1975	1978	75*				13500

* Гкал/ч.

Таблица 77. **Характеристика турбоагрегатов Тентекской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки, на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ПР-6-35/5/1, 2 (АПР-6-1), КТЗ	1961	1964	6	34	35	435	99500
2	ПР-6-35/5/1, 2 (АПР-6-1), КТЗ	1961	1964	6	34	35	435	94150
3	ПР-6-35/5/1, 2 (АПР-6-1), КТЗ	1962	1965	6	34	35	435	101300

электроэнергия производится на тепловом потреблении, более 60% отпускаемого от станции тепла — отработанным паром.

Удельные расходы топлива на производство электроэнергии (за период с 1980 по 1986 г.) колеблются в пределах 182—186 г/кВт·ч, а на отпуск тепла 188—192 кг/Гкал (табл. 78). Расходы электроэнергии на собственные нужды станции относительно низкие. Время наработки основного оборудования на начало 1987 г. не превышает 100 тыс. ч.

Таблица 78. **Технико-экономические показатели работы Тентекской ТЭЦ-1**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	18	18	18	18	18	18
тепловая, Гкал/ч	173,7	173,7	173,7	273	291,2	291,2
Располагаемая электрическая мощность, МВт	18	18	18	18	18	18
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	22,02	73,4	84,7	63,2	78,9	82,4
В т. ч. на тепловом потреблении	22,02	73,4	84,7	63,2	78,9	82,4
Отпуск тепловой энергии (всего), тыс. Гкал	106,4	365,4	533,0	595,5	629,7	713,8
В т. ч. отработанным паром	106,4	320,7	438,7	332,2	436,2	470,6
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	1223	4078	4705	3511	4383	4578
тепловой отборов турбин	1059	3144	4301	3256	4276	4614
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	296,0	191,5	184,1	182,6	185,0	184,3
тепла, кг/Гкал	213,0	186,8	183,2	188,1	191,1	190,7
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	12,1	3,27	2,3	2,5	2,2	2,1
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	35,2	32,3	38,3	42,1	38,2	36,8
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	63,6	89,7	85,9	59,8	54,0	60,9
мазут	36,4	10,3	14,1	40,2	46,0	39,1
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	3,7	12,61	12,8	14,8	14,9

Согласно приказу Минэнерго СССР о техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, предусмотрен вывод из работы турбинного оборудования на средние параметры пара Тентекской ТЭЦ, т. е. перевод ее в режим работы котельной. Согласно схеме теплоснабжения г. Шахтинска и техническому проекту [96], предусматривается расширение станции одним котлом типа БКЗ-75-39 и одним Е-160-14.

Балхашская ТЭЦ в составе двух паровых котлов типа ТКЗ-120/150 и одной турбины типа АТ-25-1 была введена в эксплуатацию в 1937 г. как энергоцех Балхашского медеплавильного завода. Станция строилась для энергоснабжения горно-металлургического

завода, Коунрадского рудника, коммунально-бытовых предприятий и бытовых потребителей пос. Балхаш. Расположена на берегу залива Бертыс оз. Балхаш с южной стороны горно-металлургического комбината.

Совместно с турбиной была смонтирована теплофикационная установка тепловой мощностью 72 Гкал/ч для отопления поселка и цехов медеплавильного завода.

С ростом тепловых и электрических нагрузок в 1939—1940 гг. станция была расширена котлом типа ТКЗ-120/150 и турбиной типа Т-25-29 (табл. 79, 80).

Установленная мощность ТЭЦ в 1940 г. достигла 50 МВт, выработка электроэнергии — 130 млн кВт·ч, отпуск тепла — 55 тыс. Гкал. Топливом служил промпродукт обогащения карагандинского каменного угля.

В последующие годы с ростом электрических и тепловых нагрузок Балхашского горно-металлургического комбината и г. Балхаша ТЭЦ неоднократно расширялась разнотипным оборудованием. За период с 1950 по 1964 г. на станции было установлено 6 паровых котлов станц. № 4—9, 2 котла на средние параметры пара (станц. № 4 и 5) и 4 паровых котла типа ПК-10П-2 производительностью по 220 т/ч на высокие параметры пара (табл. 79). В турбинном цехе были дополнительно установлены 2 конденсационные и 3 теплофикационные турбины общей мощностью 169 МВт (табл. 80). На конец 1964 г. установленная электрическая мощность станции достигла 219 МВт, суммарная паропроизводительность котлов — 1590 т/ч.

Проектным топливом для котлов станции первоначально был выделен карагандинский уголь. В 1986 г. котлы были реконструированы на сжигание экибастузского угля теплотворной способностью 4050 ккал/кг, рабочей зольностью 36,8%. По отчетным данным, на станцию поставляется куу-чекинский, карагандинский промпродукт, экибастузский уголь марки СС, борлинский уголь.

В настоящее время на станции находятся в работе 7 паровых котлов суммарной паропроизводительностью 1330 т/ч — 3 котла станц. № 1, 2, 3 среднего давления и 4 котла № 5÷9 высокого давления, а также 4 паровые турбины установленной электрической мощностью 135 МВт, тепловой отборов турбин — 288,2 Гкал/ч. Причем располагаемая электрическая мощность в 1986 г. составила 105 МВт (табл. 81).

Станция характеризуется низким удельным весом выработки электроэнергии на тепловом потреблении (около 16% в 1986 г.) и отпуском тепла отработанным паром (41%), поэтому здесь велики удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии (более 400 г/кВт·ч) и большие расходы электроэнергии на собственные нужды (табл. 82).

Основное и вспомогательное оборудование на средние параметры пара морально и физически устарело и находится в неудовлетворительном состоянии.

Таблица 79. **Характеристика котельных агрегатов Балхашской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТКЗ-150, ТКЗ	1936	1937	150	34	425	86,08/76,2	242 969
2	ТКЗ-150, »	1936	1937	150	34	425		232 677
3	ТКЗ-150, »	1937	1939	150	34	425		251 065
4	«Бабкок-Вилькокс», Англия	1940	1950	110	34	425		Демонтирован
5	ТП-150-1, ТКЗ	1955	1956	150	34	425		»
6	ПК-10П-2, Подольский котельный завод	1958	1962	220	100	540	87,24/78,4	155 197
7	ПК-10П-2, »	1958	1963	220	100	540		153 578
8	ПК-10П-2, »	1962	1963	220	100	540		147 972
9	ПК-10П-2, »	1962	1964	220	100	540		140 357

Таблица 80. **Характеристика турбоагрегатов Балхашской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.07 87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	Т-25-29, ЛМЗ	1935	1937	25	43,2	29	400	363 394
2	Т-25-29, »	1935	1940	25	81,0	29	400	332 359
3	К-34-29, «Сименс-Шуккерт»	1929	1950	34	—	29	400	Демонтирована
4	ТР-22-25/1,2/0,5, УТМЗ	1953	1954	22	—	29	400	»
5	К-25-25, фирма «Ланг», Венгрия	1955	1959	25	—	29	400	»
6	Р-25-90/31, ХТГЗ	1958	1963	25		90	535	186 063
7	ПТ-60-90/13, ЛМЗ	1962	1963	60	164	90	535	168 575

Таблица 81. **Технико-экономические показатели работы Балхашской ТЭЦ**

Показатели	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	134	219	219	182	135	135
тепловая, Гкал/ч	193,5	392,6	352,2	352,2	288,2	288,2
В т. ч. отборов турбин	193,5	392,6	352,2	352,2	288,2	288,2
Располагаемая мощность:						
электрическая, МВт	—	216,0	214,5	165	120	105
тепловая, Гкал/ч	Нет данных		304,4	352,2	288,2	288,2
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	751,5	1106,8	1121,0	1055,4	704,4	681,8
В т. ч. на тепловом потреблении	47,22	222,9	171,9	163,4	112,7	112,6
Отпуск тепловой энергии, тыс Гкал	292,7	726,9	846,9	902,9	1147,3	1122,1
В т. ч. отработанным паром	249,5	711,2	625,8	643,9	468,3	459,4
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	5608	5054	5119	5799	5218	5050
тепловой отборов турбин	1289	1812	1777	1828	1625	1594
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	619,5	489,9	469,6	444,97	419,1	416,3
тепла, кг/Гкал	196,0	200,0	191,0	187,8	187,6	188,2
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	99,6	97,8	97,1	99,2	99,0	99,0
мазут	0,4	2,2	2,9	0,8	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	10,6	10,3	10,1	9,7	12,0	12,1
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	—	44,4	43,3	39,2	41,9	39,6
Удельная численность ППП, чел./МВт	—	2,51	2,45	3,19	4,46	4,30

САО ВНИПИэнергопром предусматривает демонтаж всех турбин и котлов на средние параметры пара [97]. Для покрытия возросших тепловых нагрузок предлагается расширение станции тремя паровыми котлами низкого давления типа Е-160-14 с реконструкцией тракта топливоподачи, химводоочистки гидрозолоудаления и других элементов станции. Установленная мощность ТЭЦ в этом случае — 60 МВт, тепловая — 350 Гкал/ч. Параллельно с расширением станции рекомендуется строительство новой ТЭЦ в Балхаше с оборудованием 2×Е — 500+2×Т — 110/120—130 [98].

Джезказганская ТЭЦ расположена в восточной части г. Джезказгана, в его промышленной зоне, образованной предприятиями Джезказганского горно-металлургического комбината (ДГМК).

Технический проект ТЭЦ Джезказганского медеплавильного комбината был разработан Харьковским отделением института Теплоэлектропроект в 1940 г., им предусматривалась установка четырех турбогенераторов по 12 МВт типа АТ-12-1 и пяти котлоагрегатов производительностью по 60-75 т/ч. Сооружаемая ТЭЦ предназначалась для обеспечения электрической энергией и теплом

Таблица 82. **Характеристика котельных агрегатов Джезказганской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.07.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	«Бабкок-Вилькокс», Англия	1945	1952	90/110	36	425		Демонтирована
2	«Бабкок-Вилькокс», Англия	1945	1952	90/110	36	425		»
3	ТП-150-1, ТКЗ	1953	1955	150	34	420	78,8/64,7	123 541
4	ТП-10 »	1956	1959	220	101	540		166 082
5	ТП-10 »	1956	1960	220	101	540		160 260
6	ТП-10 »	1958	1960	220	101	540		157 509
7	ТП-10 »	1961	1962	220	101	540		135 155
8	ТП-13Б »	1969	1970	220	101	540	85,6/76,7	100 574
9	ТП-13Б »	1970	1971	220	101	540		46 449
10	БКЗ-220-100, Барнаульский котельный завод	1980	1981	220	101	540		133 571

Таблица 83. **Характеристика турбоагрегатов Джезказганской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	К-25-29, «Сименс-Шуккерт», Германия	1938	1952	25	—	31	415	Демонтирована
2	Т-25-29, УТМЗ	1953	1953	25	81	29	400	231 918
3	Т-25-29, »	1954	1955	25	54	29	400	225 522
4	Р-25-90/31 (ВРТ-25-90/30), ХТГЗ	1957	1959	25	—	90	535	194 208
5	Т-42-90 (К-50-90), ЛМЗ	1958	1960	42	81	90	535	200 029
6	ПТ-50-90/13, ЛМЗ	1962	1963	50	164	90	535	169 033
7	ПТ-60-90/13, ЛМЗ	1969	1969	60	164	90	535	138 451

всего Джезказганского промышленного района, где кроме маломощной Карсакпайской ЦЭС других электростанций в районе не было. Начавшееся строительство станции во время войны было прекращено.

В 1946 г. технический проект ТЭЦ ДГМК был пересмотрен. К установке были приняты 3 турбогенератора среднего давления единичной мощностью по 25 МВт и 4 паровых котла. Строительство станции возобновилось в 1949 г., а в 1952 г. были введены в эксплуатацию первые агрегаты и станция дала промышленный ток.

К концу 1955 г. первая очередь ТЭЦ в составе 3 паровых котлов и 3 турбин на средние параметры пара были введены в эксплуатацию (табл. 82, 83). Однако быстрый рост потребности промышленного узла в электрической и тепловой энергии требовал расширения станции. В 1959—1971 гг. станция была расширена (II и III очередью) шестью паровыми котлами производительностью по 220 т пара в час и четырьмя турбоагрегатами (см. табл. 82, 83). Установленная электрическая мощность ТЭЦ в 1970 г. достигла 260 МВт, тепловая отборов турбин — 460 Гкал/ч. Топливом для станции служил карагандинский каменный уголь. Система пылеприготовления индивидуальная, с шаровыми мельницами и промбункерами.

Схема технического водоснабжения ТЭЦ оборотная. Охладителем и источником воды служит Кенгирское водохранилище. К дымовой трубе № 1 высотой 100 м присоединены котлы № 1—4, к трубе № 2 высотой 120 м — котлы № 5—10. Очистка дымовых газов от золы предусмотрена мокрыми скрубберами. Золошлакоудаление — совместное гидравлическое. В 1976 г. осуществлен перевод турбины станц. № 2 на режим работы с противодавлением, что дало прирост тепловой мощности отборов 27 Гкал/ч. В 1978 г. выполнена реконструкция турбины станц. № 5 типа К-50-90 в Т-42-90 с организацией теплофикационного отбора тепловой мощностью 81 Гкал/ч.

В 1981 г. введен в эксплуатацию котел № 10 типа БКЗ-220-100, заменивший котлы № 1 и 2, выведенные из эксплуатации. Институтом САО ВНИПИэнергопром разработан проект расширения ТЭЦ котлом № 11 паропроизводительностью 220 т/ч. Состояние Джезказганской ТЭЦ не удовлетворяет современным требованиям по охране окружающей среды. Загрязнение атмосферного воздуха превышает допустимые величины вследствие высоких фоновых загрязнений, а также из-за работы котлоагрегатов Джезказганской ТЭЦ на низкие дымовые трубы (100 и 200 м) [99]. Поэтому для котла № 11 предполагается соорудить дымовую трубу высотой 230 м с подключением на нее всех действующих энергетических котлов.

Технико-экономические показатели работы ТЭЦ представлены в табл. 84.

Работа станции в последние годы крайне неудовлетворительная — большие разрывы между установленной и располагаемой

мощностью, высокие удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла, большой расход электроэнергии на собственные нужды (до 12,5%), значительный удельный вес сжигаемого на станции мазута. В 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии составил 475,6 г/кВт·ч, тепла — 198 кг/Гкал. Технические причины разрыва между установленной и располагаемой

Таблица 84. **Технико-экономические показатели работы Джезказганской ТЭЦ**

Показатели:	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
тепловая, Гкал/ч	150	200	260	260	260	227	227
электрическая, МВт	50	298	460	436	544	544	544
В т. ч. отборов турбин	50	298	460	436	544	544	544
Располагаемая мощность:							
электрическая, МВт	125	193	240	240	200	151	165
тепловая, Гкал/ч	—	—	—	436	544	544	544
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	509,9	793,5	1161,4	1492,4	1163,1	840,4	974,1
В т. ч. на тепловом потреблении	46,5	—	243,0	322,3	348,9	294,8	397,2
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	216,3	461,9	769,02	1215,1	1360,3	1310,6	1388,1
В т. ч. отработанным паром	200,4	301,6	746,8	1121,3	1304,3	1189,3	1365,2
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	3399	3967	4467	5740	4473	3702	4291
тепловой отборов турбин	4008	1012	1623	2572	2398	2186	2509
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	585,3	556,2	469,6	435,9	446,2	528,4	475,9
тепла, кг/Гкал	211,6	202,4	201,3	196,8	193,5	195,7	198,0
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	91	94,6	93,5	85,4	87,4	76	80,8
мазут	9	5,4	6,5	14,6	12,6	24	19,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	11,3	10,95	9,19	8,92	10,6	12,5	11,2
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	46,0	44,68	47,25	46,9	47,3	45,3	45,8
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	3,8	2,53	2,0	2,06	3,32	3,23

мощностью электростанции — ограничение паропроизводительности котлов и топливоподачи вследствие сжигания непроектного вида топлива. При этом большая часть оборудования станции морально и физически устарела, выработала свой ресурс.

Карагандинская ГРЭС-2 — самая мощная электростанция Карагандинской энергосистемы — размещается в пос. Топар в 60 км от Караганды. Проект первой очереди ГРЭС, выполненный Ростовским отделением института Теплоэлектропроект, предусматривал мощность станции 300 МВт в следующем составе оборудова-

ния: 6 котлов типа ПК-10 производительностью по 220 т/ч, 2 турбины ВК-50-3 и 2 турбины ВК-100-6.

Строительство станции началось в 1954 г., первые агрегаты были введены в эксплуатацию лишь в 1962 г. В том же году Министерство электростанций СССР приняло решение о расширении станции до мощности 700 МВт [100].

Состав оборудования расширяемой части — 4 турбоагрегата типа К-100-90 и 9 котлов типа ПК-10 (табл. 85, 86).

За период с 1962 по 1967 г. станция была введена на полную мощность: 15 паровых котлов типа ПК-10П-2 и 8 паровых турбин согласно проекту. Мощность станции достигла 700 МВт. В 1983 г. на станции был введен 16-й котел типа ПК-14-3 паропроизводительностью 220 т/ч (см. табл. 85).

Площадка ГРЭС расположена на правом берегу Чурубай-Нуринского водохранилища, используемого в качестве охладителя циркуляционной воды. Площадь зеркала водохранилища составляет 36 км^2.

Станция проектировалась для сжигания промпродукта карагандинских углей. В 1966 г., согласно решению Министерства энергетики и электрификации СССР, станция была переведена на сжигание экибастузского угля. Для этого были реконструированы все котлы. Параметры острого пара на выходе из котла — 100 кгс/см^2 и 540°С, перед турбиной — соответственно 90 и 535. По приказу Минэнерго СССР № 137 от 16.08.77 г. с 1 декабря 1977 г. за норму принята температура перегретого пара 520°С.

Система пылеприготовления индивидуальная, замкнутая, с промежуточным бункером пыли емкостью 130 т. На каждый котлоагрегат установлено по 2 пылесистемы, оборудованных шаровой барабанной мельницей, сепаратором, циклоном, мельничным вентилятором, бункером сырого угля. На котле станц. № 16 смонтирована опытная шаровая барабанная мельница типа ШО-500/300.

Топливоподача станции запроектирована из двух очередей с открытыми складами угля емкостью 65 и 200 тыс. т. Выдача электрической мощности от ГРЭС осуществляется на напряжение 35, 110 и 220 кВ. На станции имеются 2 дымовые трубы высотой 116 и 180 м. На всех котлах в качестве золоуловителей установлены мокрые скрубберы с трубами Вентури.

Схема главных паропроводов станции блочная с одним для К-50-90 и двумя для К-100-90 котлами на турбину и общей паровой переключательной магистралью.

В течение 1972—1985 гг. на ГРЭС-2 выполнена реконструкция трех турбин типа К-100-90 № 6, 7, 8 с целью организации теплофикационных отборов пара для нужд теплоснабжения теплично-парникового совхоза «Карагандинский» и других потребителей. Тепловая мощность отборов каждой из этих трех турбин составляет 100 Гкал/ч, электрическая — 86 МВт.

В 1986 г. установленная электрическая мощность Карагандинской ГРЭС-2 составила 658 МВт, тепловая отборов турбин —

Таблица 85. **Характеристика котельных агрегатов Карагандинской ГРЭС-2**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла $\frac{\text{брутто}}{\text{нетто}}$, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ПК-10п-2, Подольский завод	1958	1962	220	100	520		152 079
2	ПК-10п-2 »	1958	1962	220	100	520		155 827
3	ПК-10п-2 »	1961	1962	220	100	520		133 663
4	ПК-10п-2 »	1962	1962	220	100	520		148 332
5	ПК-10п-2 »	1962	1963	220	100	520		151 724
6	ПК-10п-2 »	1963	1963	220	100	520		153 406
7	ПК-10п-2 »	1963	1964	220	100	520		138 577
8	ПК-10п-2 »	1963	1964	220	100	520	86,44	138 512
9	ПК-10п-2 »	1964	1965	220	100	520	81,39	135 914
10	ПК-10п-2 »	1964	1965	220	100	520		133 574
11	ПК-10п-2 »	1965	1966	220	100	520		135 342
12	ПК-10п-2 »	1966	1966	220	100	520		134 414
13	ПК-10п-2 »	1966	1967	220	100	520		130 951
14	ПК-10п-2 »	1967	1967	220	100	520		127 689
15	ПК-10п-2 »	1967	1967	220	100	520		126 304
16	ПК-14-3 »	1978	1983	220	100	520		15 260

Таблица 86. **Характеристика турбоагрегатов Карагандинской ГРЭС-2**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	К-50-90 (ВК-50-3), ЛМЗ	1960	1962	50	—	90	515	176 333
2	К-50-90 (ВК-50-3), »	1960	1962	50	—	90	515	174 960
3	К-100-90 (ВК-100-6), »	1962	1963	100	—	90	515	177 026
4	К-100-90 (ВК-100-6), »	1962	1963	100	—	90	515	175 211
5	К-100-90 (ВК-100-6), »	1963	1964	100	—	90	515	151 950
6	Т-86-90/2,5 (ВК-100-90), »	1963	1965	86	100	90	515	159 894
7	Т-86-90/2,5 (ВК-100-90), »	1965	1965	86	100	90	515	157 439
8	Т-86-90/2,5 (ВК-100-90), »	1966	1967	86	100	90	515	149 658

300 Гкал/ч. Выработка электроэнергии достигла 5,2 млрд кВт·ч, отпуск тепловой энергии — 0,69 млн Гкал (табл. 87), причем более 80% отпускаемого тепла производится отработанным паром. Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии за последние 10 лет немного превышают 400 г/кВт·ч, на отпуск тепла —

Таблица 87. **Технико-экономические показатели работы Карагандинской ГРЭС-2**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	100	600	700	700	672	658	658
тепловая, Гкал/ч	—	—	—	200	200	300	300
В т. ч. отборов турбин	—	—	—	200	200	300	300
Располагаемая мощность:							
электрическая, МВт	—	350	700	700	672	658	658
тепловая, Гкал/ч	—	—	—	80	80	180	180
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	302,4	2316,4	5102,2	5156,3	4995,8	5195,2	5226,3
В т. ч. на тепловом потреблении	—	—	—	114,9	159,9	140,5	235,9
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	19,5	143,7	168,3	328,5	473,4	671,5	688,9
В т. ч. отработанным паром	—	—	168,3	328,5	473,4	609,8	581,1
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	3024	3861	7289	7366	7434	7895	7943
тепловой отборов турбин	—	—	—	1643	2367	2033	1937
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	509,1	432,3	409,8	403,8	402,1	406,0	407,2
тепла, кг/Гкал	190,5	192,3	186,0	185,7	182,8	185,0	185,1
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	Нет данных		97,8	97,5	97,2	98,0	98,4
мазут	» »		2,2	2,5	2,8	2,0	1,6
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	» »		8,2	8,3	8,4	8,3	8,2
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	» »		36,2	36,1	35,0	37,1	37,9
Удельная численность ППП, чел. МВт	» »		2,08	1,44	1,38	1,37	1,36

185 кг/Гкал (табл. 88). Таким образом, в целом станция работает устойчиво и надежно, с достаточно хорошими технико-экономическими показателями.

Перспективы развития станции представляются следующими. По предложению руководства станции, на ГРЭС-2 будут демонтированы первые 2 турбины типа К-50-90 как выработавшие свой ресурс. Все остальные турбины необходимо реконструировать, как и турбины № 6—8, с организацией теплофикационных отборов.

Таблица 88. **Характеристика котельных агрегатов ТЭЦ—ПВС Карагандинского металлургического комбината**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТП-13, ТКЗ	1957	1959	220	100	540	88,4/82,1	183 152
2	ТП-13, ТКЗ	1958	1959	220	100	540		186 669
3	ТП-13, ТКЗ	1958	1960	220	100	540		165 538
4	ТП-13, ТКЗ	1959	1961	220	100	540		171 108
5	ТП-13, ТКЗ	1960	1963	220	100	540		148 293
6	ТП-13, ТКЗ	1961	1965	220	100	540		137 983
7	ТП-13Б, ТКЗ	1968	1969	220	100	540		121 931
8	ТП-13Б, ТКЗ	1969	1970	220	100	540		117 089

Таблица 89. **Характеристика турбоагрегатов ТЭЦ—ПВС Карагандинского металлургического комбината**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
2	Р-6-90/31, УТМЗ	1959	1960	6,0	74	90	535	192 041
3	ПТ-30-90/10, УТМЗ	1957	1959	30	80	90	535	172 271
4	ПТ-60-90/13, ЛМЗ	1959	1960	60	157	90	535	170 274
5	ПТ-60-90/13, ЛМЗ	1960	1960	60	157	90	535	195 085
6	Р-12-90/31М, КТЗ	1969	1970	12	69	90	535	127 875
7	Р-12-35/5М, КТЗ	1970	1971	12	—	35	435	170

Тепловая мощность станции после этого составит 816 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 575. Это позволит покрывать тепловые нагрузки пос. Топар, парникового хозяйства и пос. Абая и Сарани практически до 1995 г. При этом электрическая мощность ГРЭС-2 составит при теплофикационном режиме работы 516 МВт, конденсационном — 600. Кроме этого, предполагается расширение станции за счет сооружения в непосредственной близости ГРЭС мощностью 2000 МВт с блоками по 500 МВт.

ТЭЦ—ПВС КМК. Параллельно с электростанциями «Карагандаэнерго» в энергосистеме работает блок-станция Карагандинского металлургического комбината — теплоэлектроцентраль с паровоздушной станцией (ТЭЦ—ПВС). Комплекс построен по проектам Ленинградского и Ростовского отделения института Теплоэлектропроект.

Первые агрегаты ТЭЦ в составе двух котлов типа ТП-13 паропроизводительностью по 220 т/ч на высокие параметры пара и одной турбины типа ВПТ-25-4 мощностью 25 МВт (в дальнейшем реконструированную в ПТ-30-90/10) были введены в эксплуатацию в 1959 г. Паровоздушная станция при ТЭЦ в составе двух турбовоздуходувок введена в эксплуатацию в 1960 г. Последующий ввод в эксплуатацию зданий, сооружений и основного оборудования осуществлялся в несколько этапов и продолжался до 1971 г. На станции было установлено 8 паровых котлов суммарной паропроизводительностью 1760 т/ч на высокие параметры пара; 6 паровых турбин типа ПТ и Р общей электрической мощностью 180 МВт, тепловой отборов турбин 537 Гкал/ч (табл. 89); 7 компрессоров суммарной воздухопроизводительностью 32 955 м^3/мин, 6 турбоприводов с паровыми турбинами общей мощностью 136 МВт и один электропривод компрессора на 6 МВт.

ТЭЦ—ПВС размещается на территории Карагандинского металлургического комбината, является мощным его энергоцехом, обеспечивающим металлургическое производство электроэнергией, горячей водой, производственным паром на давление 8, 35 и 90 кгс/см^2, сжатым воздухом для доменных печей, химически очищенной водой для открытого водоразбора, а также горячей водой на отопление и горячее водоснабжение восточной зоны г. Темиртау.

Котлы типа ТП-13, изготовленные Таганрогским котельным заводом, высокого давления, однобарабанные, вертикально-водотрубные, П-образной компоновки, с естественной циркуляцией, имеют паропроизводительность 220 т/ч на параметры пара 100 кгс/см^2, 540°С, рассчитаны на сжигание промпродукта карагандинских углей как в чистом виде, так и в смеси с доменным газом (табл. 90). На котлах установлено 6 комбинированных пылегазовых горелок для одновременного сжигания пыли твердого топлива и коксового газа. Кроме этого, в горелках установлены мазутные форсунки, используемые для растопки или подсветки пылевого факела при отсутствии коксового газа. С фронта котлов установлено по 4 щелевых горелки для сжигания доменного газа.

Таблица 90. **Технико-экономические показатели работы ТЭЦ—ПВС**

Показатели	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	131	131	143	155	180	180	180
тепловая, Гкал/ч	486	486	740	740	740	740	740
В т. ч. отборов турбин	486	486	569	537	537	537	537
Располагаемая мощность:							
электрическая, МВт	—	131	143	143	100	100	70
тепловая, Гкал/ч	—	486	569	537	453	463	463
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	535,0	704,1	895,4	794,9	704,6	491,9	609,0
В т. ч. на тепловом потреблении	—	296,6	429,2	249,4	320,5	168,9	185,7
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	245,2	1103,0	2433,8	2885,4	3066,1	2721,8	2926,1
В т. ч. отработанным паром	Нет данных		1180,6	1481,5	1568,1	Нет данных	
Производство сжатого воздуха (2,4 кгс/см²), млрд м³	0,968	Нет данных	4,896	12,42	17,73	17,19	16,16
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	4084	5375	6261	5128	3914	2733	3383
тепловой отборов турбин	—	—	2075	2759	2920	Нет данных	
Удельный расход условного топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	510	382	374	370	367,5	398,1	358,3
тепла, кг/Гкал	199,2	199,2	198	192	188,6	181,7	181,9
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	Нет данных					47,9	59,2
мазут	»			»		3,6	2,8
газ	»			»		47,5	38,0
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	8,6	8,6	6,4	6,2	6,1	8,3	8,4
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	50,5	36,1	36,9	33,8	32,6	34,7	37,5
Удельная численность ППП, чел./МВт	—	4,1	4,3	Нет данных			3,5

Котлы № 7 и 8 оборудованы шестью турбулентными комбинированными пылегазовыми горелками для сжигания трех видов топлива: промпродукта карагандинских углей, доменного и коксового газа. На них установлено по 2 системы пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами типа ШБМ-287/410, на каждом котле — по 4 центробежных мокропрутковых золоуловителя типа МП-ВТИ. Удаление золы и шлака — гидравлическое. Смыв золы производится непрерывно, шлака — периодически. Гидрозоловая пульпа по самотечным каналам поступает в заводскую багерную насосную. Гидрозолоудаление рассчитано на сжигание в котлах 100% твердого топлива. На станции установлены 3 дымовые трубы: № 1 и 2 высотой 100 м и № 3—250 м.

В машинном отделении имеется 6 турбоагрегатов на параметры пара 90 кгс/см² и 535°С (см. табл. 91). Турбины № 1 на станции не было. Турбина № 2 типа Р-6-90/31 (ВР-6-3) Уральского турбомоторного завода одноцилиндровая, мощностью 6 МВт, противодавление — 31 кгс/см², расход свежего пара на турбину — 98 т/ч.

Турбина № 3 типа ПТ-30-90/10 (ВПТ-24-4) одноцилиндровая, одновальная, теплофикационная, с конденсацией, с двумя регулируемыми отборами пара на давление 10 и 1,2 кгс/см².

Турбины № 4 и 5 типа ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2) мощностью 60 МВт — двухцилиндровые, одновальные, теплофикационные, с конденсацией, с двумя регулируемыми отборами пара на 13 и 1,2 кгс/см². Турбина № 6 типа Р-12-90/31М — одноцилиндровая, одновальная, с противодавлением на 31 кгс/см², мощностью 12 МВт. Номинальный расход пара на турбину — 142 т/ч. Турбина № 7 типа Р-12-35/5М мощностью 12 МВт, на параметры пара перед турбиной 35 кгс/см² и 435°С, противодавление 10 кгс/см², предназначалась для работы на паре от котлов-утилизаторов. Однако пар от этих котлов используется для других целей комбината, поэтому турбина практически не работает.

В качестве топлива для котлов ТЭЦ используется промпродукт обогащения карагандинских углей углеобогатительной фабрики № 1 комбината, коксовый и доменный газы, а также карагандинский уголь.

Схема технического водоснабжения станции оборотная с водохранилищем-охладителем, в качестве которого служит Самаркандское водохранилище. Вода подается от общей насосной комбината, а затем сливается в самотечные сливные каналы.

Технико-экономические показатели работы ТЭЦ—ПВС показаны в табл. 90. На станции имеет место значительный разрыв между установленной и располагаемой мощностью в связи с необеспеченностью в основном паровой мощностью. В 1986 г. разрыв мощности составил 110 МВт, т. е. более 60% установленной электрической мощности не могло работать. Отсюда низкое число часов использования установленной мощности ТЭЦ. Выработка электроэнергии в 1986 г. составила 609 млн кВт·ч, в том числе только 30% производится на тепловом потреблении. Отпуск тепловой энергии достиг 2,9 млн Гкал, и примерно 50% его отпускается отработанным паром. Произведено сжатого воздуха $162 \cdot 10^9$ м³ при давлении 2,4 кгс/см². Высокими являются удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла. Хотя имеется тенденция к снижению их величины, в 1986 г. они составили 358,3 г/кВт·ч и 181,9 кг/Гкал. Удельный вес сжигаемого на станции угля колеблется от 40 до 60%, мазута 2—4%, остальное составляет доменный и коксовый газ.

Основное и вспомогательное оборудование станции эксплуатируется уже 20—28 лет и морально и физически устарело. В ближайшие годы потребуется его замена или полный восстановительный ремонт.

3.2. КУСТАНАЙСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Районное управление «Кустанайэнерго» организовано 1 июля 1967 г. на основании приказа министра энергетики и электрификации Казахской ССР № 129 от 8.06.67 г. В состав энергосистемы вошли 3 паротурбинные тепловые и 5 дизельных электростанций, 2 управления электрических сетей. Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы на конец 1969 г. составила 119,7 МВт, в том числе ДЭС — 11,2.

Кустанайская энергосистема осуществляет электроснабжение и частично теплоснабжение потребителей, расположенных на территории Кустанайской и Тургайской областей общей площадью 226,4 тыс. км^2 с населением на 1.01.86 г. 1347 тыс. чел. В состав районного управления энергетического хозяйства «Кустанайэнерго» входят Рудненская ТЭЦ мощностью 134 МВт, Кустанайская ТЭЦ — 12 МВт, Аркалыкская ТЭЦ — 6,5 МВт, предприятия Северных, Центральных, Западных, Южных и Восточных электрических сетей, предприятие тепловых сетей и энергонадзор.

За время функционирования энергоуправления практически отсутствовал ввод новых электрогенерирующих мощностей. Незначительный рост электрической мощности был на Рудненской ТЭЦ за счет реконструкции турбоагрегатов. В то же время снизилась мощность Аркалыкской ТЭЦ и демонтирована часть дизельных электростанций, мощность которых составляла в 1970 г. 23,3 МВт.

За период с 1970 по 1986 г. установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы и производство электроэнергии на них увеличились всего в 1,25 раза и составили соответственно 152,5 МВт и 708,6 млн кВт. Тепловая мощность и отпуск тепла от ТЭС возросли примерно в 2 раза и достигли 1642 Гкал/ч и 3,89 млн Гкал.

Динамика основных технико-экономических показателей энергосистемы показана в табл. 91.

Удельный вес мощности электростанций и выработки электроэнергии на них занимает немногим более 1% от соответствующих показателей ОЭС Северного Казахстана. Необходимо отметить, что потребление электроэнергии в энергосистеме за рассматриваемый период увеличилось в 3 раза. Следовательно, Кустанайская энергосистема является в основном электросетевой. При суммарной установленной мощности электростанций 152,5 МВт 21 февраля 1985 г. зарегистрирован максимум электрической нагрузки, равный 1340 МВт. Поэтому электроснабжение потребителей в основном осуществляется от «Оренбургэнерго», «Челябэнерго» и «Экибастузэнерго» по трем линиям электропередач на напряжение 500 кВ общей протяженностью 616 км и ВЛ—1150 кВ Экибастуз—Кокчетав—Челябинск.

Кустанайская энергосистема является не только крупным потребителем электроэнергии, но и через ее территорию передаются транзитом большие потоки электроэнергии из ОЭС Северного

Таблица 91. **Показатели развития электростанций Кустанайской энергосистемы**

Показатели	1939 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1936 г.
Количество электростанций		16	15	6	3	3
Установленная мощность электростанций, МВт	122,8	121,8	115,2	128,3	152,5	152,5
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	578,6	563,3	539,2	506,8	644	708,6
Использование установленной мощности, ч/год	4712	4625	4681	3950	4223	4647
Количество ДЭС	Нет данных	13	12	3	—	—
Установленная мощность ДЭС, МВт		23,3	16,7	7,3	—	—
Выработка электроэнергии на ДЭС, млн кВт·ч		6,9	0,6	0,1	—	—
Количество паротурбинных ТЭС	3	3	3	3	3	3
Установленная мощность ТЭС:						
электрическая, МВт		98,5	98,5	121	152,5	152,5
тепловая, Гкал/ч		867	1029	1472,6	1642	1642
В т. ч. отборов турбин	369,3	326,5	319	362,6	432	432
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч		556,4	538,6	506,7	644	708,6
В т. ч. на тепловом потреблении		169	400,7	402,6	496,4	537,7
Отпуск тепла от ТЭС, тыс. Гкал	1801,6	1910,5	2601,7	3648,1	3712,5	3890,0
В т. ч. отработанным паром	1502,9	1424,1	1749,6	1665,8	1913,2	2050,5
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	298,4	291,9	272	225	276,6	276,1
тепла от ТЭС, кг/Гкал	176,4	174,7	169,6	168,6	168,9	168,9
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	6,53	6,96	6,23	5,5	5,96	6,04
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	32,3	31,2	29,0	35,5	35,6	36,46
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	9,6	8,88	7,07	6,08	—

Казахстана в ОЭС Урала и обратно. Причем в перспективе основной поток электроэнергии будет идти из ОЭС Казахстана на Урал.

За период с 1970 по 1985 г. протяженность линий электропередач энергосистемы возросла в 2,6 раза и достигла 52 156 км, в том числе на напряжение 110—500 кВ — 2,4 раза и 6452 км (табл. 92).

Как уже отмечалось, в энергосистеме функционируют 3 тепловые паротурбинные электростанции, общая характеристика и основные показатели которых рассматриваются ниже.

Рудненская ТЭЦ. Согласно проектному заданию [43], выполненному в 1953 г. Центрэнергочерметом, станция предназначалась для снабжения электрической и тепловой энергией железорудного предприятия в составе Соколовского и Сарбайского рудников, рудообогатительной фабрики, ремонтного завода, жилого поселка во время строительства и в первый период эксплуатации. Заявлен-

ная электрическая нагрузка первой очереди предприятия составляла 40 МВт, отопительная — 100 Гкал/ч. Топливом на станции намечался челябинский уголь марки БР.

Размещение станции предполагалось на территории промплощадки рудообогатительной фабрики, расположенной между Соколовским и Сарбайским месторождениями руды, в 4—5 км от р. Тобол на расстоянии 40 км к юго-западу от Кустаная. Техническое водоснабжение — прямоточное на базе водохранилища, сооружаемого на р. Тобол.

Таблица 92. **Протяженность линий электропередач Кустанайской энергосистемы,** км

Напряжение, кВ	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Воздушные				
500	198,5	342,2	616,4	616
220	640,3	1038,9	1137,2	1241
110	1823,9	2977,6	4009,7	4595
35	2548,9	5682,6	6941,6	8207
10	7029,5	14 583,8	19 808,3	23 391
6	320,3	143,2	143,8	166
0,4 и ниже	7345,9	11 170	12 612,9	13 285
Итого	19 907,3	35 044,9	45 269,9	51 501
Кабельные				
35	1,5	1,5	1,5	—
10	30,1	88,9	122,4	177,6
6	108,7	105,8	138,9	143,1
0,5	111,7	139,4	223,2	334,4
Итого	252	335,6	486	655
Всего	20 159,3	35 380,5	45 755,9	52 156

Рабочий проект первой очереди ТЭЦ Соколовско-Сарбайского горнообогатительного комбината в составе двух паровых турбин по 25 МВт и трех паровых котлов производительностью по 170 т пара в час на высокие параметры пара был закончен в 1957 г., и началось строительство станции [44]. Станция строилась на средства Минчермета СССР и была передана на баланс Минэнерго КазССР в июле 1961 г. В 1961 г. первая турбина и 2 энергетических котла были пущены в работу. Вторая турбина и третий паровой котел вошли в строй действующих соответственно в 1962 и 1963 гг.

Рудненская ТЭЦ размещена на площадке в комплексе предприятий Соколовско-Сарбайского горнообогатительного комбината в 2 км на север от г. Рудного. С запада к площадке ТЭЦ примыкает база ССМУ, юго-восточнее размещается ремонтно-механиче-

ский завод. Севернее площадки ТЭЦ расположены фабрики окомкования в комплексе сухого обогащения, дробильно-обогатительная и фабрика доменных и мартеновских руд.

Рудненская ТЭЦ — станция высокого давления, находится в эксплуатации с августа 1961 г., работает параллельно с Уральской энергосистемой. Основными потребителями электрической и тепловой энергии являются г. Рудный, Соколовско-Сарбайский горно-обогатительный комбинат, тресты «Железобетонстройдеталь», «Соколоврудстрой» и другие промышленные предприятия промузла.

На станции установлены 2 энергетических котла типа ТП-170 станц. № 1 и 2 Таганрогского котельного завода. Котлы вертикально-водотрубные, барабанные, с естественной циркуляцией, пылеугольными топками на параметры пара 100 кгс/см^2 и 510°С, производительностью после реконструкции — по 190 т/ч (табл. 93).

Котлоагрегаты станц. № 3 и 4 — типа соответственно БКЗ-160-100Ф и БКЗ-220-100-4 Барнаульского котельного завода производительностью 180 и 220 т пара в час на параметры 100 кгс/см^2 и 510°С.

Паровые турбины № 1 и 2 — типа ВТ-25-4 Брянского машиностроительного завода, конденсационные, имеют по одному регулируемому отопительному отбору с номинальным отбором пара 100 т/ч. Начальные параметры пара — 90 кгс/см и 500°С, электрическая мощность — 27,5 МВт, тепловая — 64,4 Гкал/ч (табл. 94).

Паровая турбина № 3 типа ПР-25-90/10/0,9, изготовленная Уральским турбомоторным заводом, имеет максимальный расход пара из производственного отбора 100, из противодавления — 95 т/ч, начальные параметры пара — 90 кгс/см^2 и 500°С. Турбина работает с генератором ТВС-30 мощностью 30 тыс. кВт, напряжением 6300 В, с водородным охлаждением. Максимальная тепловая мощность турбины — 112 Гкал/ч.

К 1964 г. электрическая мощность станции достигла 75 МВт, тепловая турбин — 203 Гкал/ч.

С целью увеличения электрической и тепловой мощности станции были реконструированы все паровые котлы и турбины и проведено расширение ТЭЦ водогрейными котлами.

Мощность паровых котлов станц. № 1 и 2 была увеличена со 170 до 190 т/ч, котла № 3 — со 160 до 180 т/ч. Реконструированы турбины № 1 (в 1981 г.) и № 2 (в 1978 г.) с увеличением их электрической мощности с 25 до 50 МВт, тепловой — с 54 до 97,6 Гкал/ч и заменой турбогенераторов.

Турбина № 3 реконструирована в 1980 г. Электрическая мощность ее увеличена с 25 до 34 МВт, тепловая — с 84 до 109,8 Гкал/ч (см. табл. 94).

Для покрытия пиковых тепловых нагрузок за период с 1964 по 1976 г. на станции установлено 5 водогрейных котлов типа ПТВМ-100 Бийского, Дорогобужского и Белгородского котельных заводов.

Таблица 93. **Характеристика котельных агрегатов Рудненской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.12.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТП-170, ТКЗ	1957	1961	190	100	510	88,55	164 719
2	ТП-170, »	1958	1961	190	100	510	80,87	197 730
3	БКЗ-160-100Ф, БКЗ	1962	1963	180	100	510	90,18	138 931
4	БКЗ-220-100-4, »	1977	1981	220	100	510	89,57	31 047
5	ПТВМ-100, Бийский завод	1963	1964	100*				41 390
6	ПТВМ-100, »	1965	1965	100*				49 304
7	ПТВМ-100, Дорогобужский завод	1966	1966	100*				43 331
8	ПТВМ-100, »	1970	1971	100*				32 512
9	ПТВМ-100, Белгородский завод	1976	1976	100*				24 276

* Гкал/ч.

Таблица 94. **Характеристика турбоагрегатов Рудненской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.12.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	Т-50-90 (ВТ-25-4), Брянский завод	1956	1961	50	97,6	90	500	170 927
2	Т-50-90 (ВТ-25-4) »	1956	1962	50	97,6	90	500	172 947
3	ПР-34-90/10/0,9 (ПР-25-90/10/09), УТМЗ	1963	1964	34	109,8	90	500	142 760

Турбины станц. № 1 и 2 типа Т-50-90 после реконструкции позволяют работать как на ухудшенном вакууме — с подогревом сетевой воды в конденсаторах турбин, так и по схеме охлаждения конденсаторов циркуляционной водой, охлаждаемой в градирне. После реконструкции электрическая мощность станции возросла до 134 МВт, тепловая достигла 805 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 305.

Основное топливо на энергетических котлах станции — экибастузский каменный уголь и карагандинский промпродукт, растопочное топливо — мазут. Для водогрейных котлов основное топливо — топочный мазут. Предусмотрена также возможность сжигания избытков природного газа как на водогрейных, так и на энергетических котлах.

Для охлаждения циркуляционной воды установлена пленочная градирня с площадью орошения 1600 м². Подпитка циркуляционной воды осуществляется из р. Тобол.

На станции сооружены 3 дымовые трубы, на первую высотой 90 м работает один котел ТП-170, на вторую высотой 180 м — остальные энергетические котлы, третья труба высотой 120 м — для водогрейных котлов.

Электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 35 и 6 кВ. Станция работает в базисном режиме параллельно с Уральской энергосистемой и ОЭС Казахстана и имеет сравнительно равномерный суточный график электрической нагрузки. Средняя нагрузка ТЭЦ в 1985 г. колебалась зимой от 80 до 120 МВт, летом — от 15 до 40.

Станция — основной источник теплоснабжения промышленных и бытовых потребителей г. Рудного. ТЭЦ отпускает тепло по двум автономным схемам — на город и промышленную зону. В обоих случаях горячее водоснабжение осуществляется по схеме открытого водоразбора. Тепло на технические нужды отпускается из регулируемого производственного отбора турбины ПР-34-90/20/0,9 с параметрами пара 6—12 кгс/см² и 260—290°С. В период ремонта турбины тепло подается от РОУ-100/8-13 ата.

За период эксплуатации станции (с 1961 по 1985 г.) производство электроэнергии увеличилось в 8,3, отпуск тепла — в 33 раза, достигнув соответственно 536,7 млн кВт·ч и 1,85 млн Гкал. Причем на конец рассматриваемого периода выработка электроэнергии на тепловом потреблении составила 72%, отпуск тепла отработанным паром — 63%.

Существенно улучшились технико-экономические показатели работы станции: удельный расход топлива на отпуск электроэнергии уменьшился с 619 до 289 г/кВт·ч, на отпуск тепла — со 189 до 175,7 кг/Гкал. Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии достиг 6,56%, на отпуск тепла — 44,8 кВт·ч/Гкал (табл. 95).

В структуре потребляемого топлива в 1986 г. удельный вес

экибастузского угля составил 54,4%, мазута — 1,2, природного газа — 44,4%.

В соответствии со «Схемой теплоснабжения г. Рудного» на уровне 1990 г. предусматривается установка пятого энергетического котла типа БКЗ-220-100 и до 2000 г. предполагается проведение работ по техническому перевооружению и продлению срока эксплуатации оборудования путем замены узлов и деталей, отработавших свой ресурс.

Таблица 95. **Технико-экономические показатели работы Рудненской ТЭЦ**

Показатели	1961 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	25	75	80	80	102,5	134	134
тепловая, Гкал/ч	54	392	592	592	735,6	805	805
В т. ч. отборов турбин	54	192	192	192	235,6	305	305
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	64,6	474,9	473,2	435	400,6	536,7	592,0
В т. ч. на тепловом потреблении	18,0	246,0	256,5	297,7	296,9	389,2	421,1
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	55,2	679,9	1291	1518,8	1641,2	1850,1	1940,8
В т. ч. отработанная паром	55,2	656,2	832,3	1038,1	911,7	1172,4	1185,6
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	2584	6332	5915	5438	3903	4005	4412
тепловой отборов турбин	1022	3418	4491	5407	3870	3844	3887
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	619	355,4	309,6	294,2	289,4	289	289,2
тепла, кг/Гкал	189	185,4	176,6	171,8	174,1	175,7	176,0
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	14,0	7,75	7,58	7,0	7,2	6,56	6,6
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	60,1	41,46	36,89	36,0	42,4	44,8	44,6
Структура потребляемого топлива, %							
уголь	88,7	93,4	83,6	56,9	56,5	39	54,4
мазут	—	—	13,9	41,9	38,7	57	44,4
газ	11,3	6,6	2,5	1,2	4,8	4,0	1,2
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	—	3,98	8,12	4,93	4,08	4,31

Кустанайская ТЭЦ — станция на средние параметры пара — расположена в центральной части Кустаная. Обеспечивает электрической и тепловой энергией коммунально-бытовых потребителей города и завода химического волокна.

Электростанция введена в эксплуатацию в 1942 г. и предназначалась для электро- и теплоснабжения завода химического волокна. Как самостоятельное предприятие существует с 1961 г. и работает параллельно с электростанциями Уральской энергосистемы. Уста-

новленная электрическая мощность — 12 МВт, тепловая — 436 Гкал/ч, в том числе по турбинам — 86, по водогрейным котлам — 350.

Первоначально установленное на станции основное оборудование демонтировано. Взамен его, а также при расширении станции установлены и находятся в эксплуатации на 1.01.87 г. 4 паровых котла среднего давления суммарной паропроизводительностью 230 т/ч, 5 водогрейных котлов установленной мощностью 350 Гкал/ч и 2 паровые турбины.

Паровые котлы № 1 и 2 типа БМ-35 работают на станции соответственно с 1960 и 1964 гг., реконструированы с угля на мазут и природный газ, за счет чего их производительность увеличилась с 35 до 45 т/ч (табл. 96). Котел № 4 типа ТП-35У, установленный в 1958 г., реконструирован на сжигание газа и мазута. За счет реконструкции в 1974 г. паропроизводительность его увеличена с 35 до 65 т/ч. Котел № 5 типа БКЗ-75-39ГМ производительностью 75 т/ч работает с 1974 г. Все перечисленные котлы однобарабанные, вертикально-водотрубные, с параметрами пара 39 кгс/см^2 и 450°С, изготовлены Белгородским котельным заводом.

В период с 1968 по 1980 г. на станции установлены 3 водогрейных котла типа ПТВМ-50-1 единичной мощностью по 50 Гкал/ч, изготовленных в Румынии, и 2 водогрейных котла типа ПТВМ-100 производительностью по 100 Гкал/ч Белгородского котельного завода.

Турбина № 1 типа Р-6-35/5 Калужского завода электрической мощностью 6 МВт, с противодавлением на 5 кгс/см^2, с расходом пара до 66 т/ч принята в эксплуатацию в декабре 1961 г. Турбина № 2 типа АП-6-П Невского завода на параметры пара 36 кгс/см^2 и 435°С работает с 1957 г., имела промышленный отбор пара на давление 5 кгс/см^2 до 40 т/ч. В 1966 г. реконструирована на противодавление 5 кгс/см^2, в 1968 г. проведена вторая реконструкция с восстановлением электрической мощности и перемаркировкой в турбину типа Р-6-35/5. Время наработки турбин на 1.01.86 г. составляет соответственно 178 273 и 176 823 ч.

Вся электроэнергия на ТЭЦ вырабатывается на тепловом потреблении.

С 1961 по 1985 г. установленная электрическая мощность станции не менялась, производство электроэнергии увеличилось в 1,7 раза, тепловая мощность и отпуск тепловой энергии возросли соответственно в 5,8 и 5,7 раза (см. табл. 97). Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии уменьшился в 4,4 раза и достиг 171 г/кВт·ч, а на отпуск тепла снизился со 196,7 до 163,8 кг/Гкал. Низким является расход электроэнергии на собственные нужды станции. Все это связано со сжиганием на станции качественных видов топлива (в основном природного газа) и стопроцентной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении [46].

Перспективы развития и функционирования станции следующие. Здание ТЭЦ старое, мало приспособленное, основное оборудование

Таблица 96. **Характеристика котельных агрегатов Кустанайской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, (фирма) завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		Время наработки на 1.05.85 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	БМ-35, Белгородский завод	1959	1960	45	39	450	122 610
2	БМ-35, »	1960	1964	45	39	450	128 397
3	ВЛД-40А-45, Гедемора (Швеция)	1951	1956	45	41	450	Демонтирован в 1977 г.
4	ТП-35У, Белгородский завод	1957	1958	65	39	450	149 192
5	БКЗ-75-39ГМ, »	1968	1974	75	39	450	60 688
6	ПТВМ-50-1, Вулкан (Румыния)	1967	1968	50*	—	—	44 037
7	ПТВМ-50-1, Вулкан »	1968	1969	50*	—	—	40 640
8	ПТВМ-50-1, Вулкан »	1970	1970	50*	—	—	50 191
9	ПТВМ-100, Белгородский з-д	1976	1977	100*	—	—	20 572
10	ПТВМ-100, »	1979	1980	100*	—	—	18 871

* Гкал/ч.

Таблица 97. **Технико-экономические показатели работы Кустанайской ТЭЦ**

Показатели	1961 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	12	12	12	12	12	12	12
тепловая, Гкал/ч	74,2	74,2	234	236	436	436	436
В т. ч. отборов турбин	74,2	74,2	84	86	86	86	86
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	42,5	41,0	59,0	70,7	72,7	73,1	79,6
В т. ч. на тепловом потреблении	20,9	37,4	59,0	70,7	72,7	73,1	79,6
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	191,1	254,6	457,8	681,1	905,2	1084,7	1128,7
В т. ч. отработанным паром	170,8	254,6	400,1	459,4	542,1	525,4	623,0
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	3542	3417	4917	5892	6058	6092	6638
тепловой отборов турбин	2302	3431	4763	5342	6303	6109	7249
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	756	190	173	172,3	171,2	171	171
тепла, кг/Гкал	196,7	174,5	166,7	165,5	164,4	163,8	163,5
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	11,7	4,4	3,2	2,7	2,4	2,5	2,5
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	25,4	15,1	19,2	18,7	23,5	27,0	26,9
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	95,2	—	—	—	—	—	—
газ	—	—	1,6	71,5	88,9	90,0	92,0
мазут	4,8	100	98,4	28,5	11,1	10,0	8,0
Удельная численность ППП, чел./МВт	—	14,7	—	17,8	14,42	16,58	17,33

морально и физически устарело, низкая производительность труда — все это предопределяет демонтаж физически изношенного сборудования. Оставшиеся в работе котельные агрегаты будут использоваться для теплоснабжения города в качестве районной котельной.

Аркалыкская ТЭЦ предназначалась для электро- и теплоснабжения пос. Аркалык и Тургайских бокситовых рудников. В 1957 г. началось ее строительство, в 1963 г. вошли в строй действующих 2 паровых котла типа БМ-35 Белгородского котельного завода производительностью по 35 т пара в час на параметры пара 39 кгс/см^2 и 450°С (табл. 98) и 2 паровые турбины типа АР-4-3 и АР-2,5-6 Калужского турбинного завода на параметры пара 35 кгс/см^2 и 435°С электрической мощностью соответственно 4 и 2,5 МВт, тепловой — 22 и 19 Гкал/ч.

В 1964 г. был введен в эксплуатацию третий паровой котел, подобный первым двум. С ростом тепловых нагрузок г. Аркалыка

Таблица 98. **Характеристика котельных агрегатов Аркалыкской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Производительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла $\frac{\text{брутто}}{\text{нетто}}$, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БМ-35, Белгородский завод	1963	1964	35	39	450	90,0 / 82,1	133 522
2	БМ-35 »	1962	1963	35	39	450		137 128
3	БМ-35 »	1959	1963	35	39	450		140 748
4	ПТВМ-30, Дорогобужский завод	1971	1971	30*	—	—		22 903
5	ПТВМ-30 »	1972	1972	30*	—	—		19 941
6	ПТВМ-100, Белгородский завод	1975	1975	100*	—	—		24 762
7	ПТВМ-100 »	1977	1977	100*	—	—		20 203
8	ПТВМ-100 »	1981	1984	100*	—	—		408

* Гкал/ч.

станция была расширена пятью водогрейными котлами суммарной установленной мощностью 360 Гкал/ч.

В настоящее время суммарная электрическая мощность ТЭЦ составляет 6,5 МВт, тепловая — 401 Гкал/ч, в том числе из отборов турбин — 41 Гкал/ч.

Основной вид топлива на станции — мазут. Техническое водоснабжение — оборотное. Охлаждение циркуляционной воды на масло- и воздухоохладители производится в брызгальных бассейнах. Источниками технического водоснабжения ТЭЦ являются Аджарское водохранилище и вода из выработанных карьеров. Потребность воды питьевого качества обеспечивается из горводопровода.

На станции установлены 3 дымовые трубы: № 1 высотой 45 м в настоящее время вышла из строя; № 2 и 3 высотой по 80 м. К ним подключены соответственно паровые и водогрейные котлы № 1—6 и № 7,8.

Станция — основной источник теплоснабжения г. Аркалыка с тепловыми нагрузками по горячей воде более 300 Гкал/ч и по пару с давлением 13 кгс/см^2 около 80 т/ч. Основные потребители — Тургайское бокситовое рудоуправление, предприятия треста «Тургайалюминий» и коммунально-бытовое хозяйство г. Аркалыка. С 1971 г. станция работает параллельно с Кустанайской энергосистемой.

За последние 16 лет вся производимая на ТЭЦ электроэнергия вырабатывается на тепловом потреблении. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 192,2 до 172,6 г/кВт·ч, на отпуск теплоэнергии — с 191,9 до 164,9 кг/Гкал. Низкими являются собственные нужды станции (табл. 99). В то же время удельная численность промышленно-производственного персонала — одна из наиболее высоких на электростанциях Минэнерго Казахской ССР (28 чел.) [75].

Перспективы развития электростанции следующие. Согласно «Схеме теплоснабжения г. Аркалыка», развитие ТЭЦ заканчивается с вводом пятого водогрейного котла (КВГМ-100). За 1985 г. предусматривался демонтаж турбин и перевод станции в котельную, так как значительная часть оборудования и сооружений ТЭЦ морально устарела и физически изношена. Однако демонтаж турбоагрегатов существенно снизит надежность и экономичность электроснабжения наиболее ответственных потребителей энергоузла и собственных нужд станции ввиду частой потери мощности из-за аварий и отключений на протяженной линии электропередач, связывающей станцию и город с энергосистемой.

На основании материалов обследования станции САО ВНИПИэнергопром выполнил обоснование по ее техническому перевооружению [48]. Предлагаются: реконструкция основного оборудования станции с целью повышения надежности и экономичности работы котлов, повышение эффективности их использования за счет повышения производительности паровых котлов с 35 до 40—45 т в час; доведение производительности водогрейных котлов № 6

Таблица 99. **Технико-экономические показатели работы Аркалыкской ТЭЦ**

Показатели	1965 г.*	1970 г.*	1975 г.*	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	13,69	16,9	11,5	6,5	6,5	6,5
тепловая, Гкал/ч	41	41	201	301	401	401
В т. ч. отборов турбин	41	41	41	41	41	41
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	28,5	24,7	32,7	33,5	34,1	36,97
В т. ч. на тепловом потреблении, млн кВт·ч	18,7	24,7	32,7	33,5	34,1	36,97
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	86,6	161,7	386,3	594,2	777,8	820,4
В т. ч. отработанным паром	86,6	161,7	252,1	212,0	215,4	241,9
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	2082	1452	2843	5154	5246	5688
тепловой отборов турбин	2112	3944	6149	5171	5254	5901
Удельный расход топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	1040	192,2	178,6	171,9	172,6	172,6
тепла, кг/Гкал	189,7	181,9	167,5	165,2	164,9	164,8
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	12,7	5,2	4,1	4,3	4,0	4,0
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	23,54	19,4	19,3	21,9	25,7	27,0
Удельная численность ППП, чел/МВт		6,15	8,79	36,5	28,0	28,46

* С учетом энергопоезда.

и 7 до номинальной; совершенствование управления водогрейными котлами; расширение химводоочистки для подпитки паровых котлов и теплосети; капитальный ремонт основных зданий и сооружений; строительство новой 120-метровой трубы и подключение к ней всех котлов и другие работы. Для проведения реконструкции предлагается установить на станции новый замещаемый паровой котел типа Е-50-40 ГМ.

Сметная стоимость технического перевооружения и реконструкции ТЭЦ — 12,4 млн руб. [48].

3.3. ПАВЛОДАРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Районное управление энергетического хозяйства «Павлодарэнерго», образованное в 1966 г., объединяет 12 предприятий, 3 из которых (Ермаковская ГРЭС, Ермаковское предприятие электрических сетей, ПРП «Севказэнергоремонт») являются самостоятельными. Остальные — ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Павлодарское предприятие электрических сетей, специализированная автобаза, «Павлодарэнергоспецремонт», энергонадзор, учебный комбинат — входят в энергосистему как производственные единицы с централизованным бухгалтерским учетом, планированием и материально-техническим снабжением.

Таблица 100. **Показатели развития Павлодарской энергосистемы**

Показатели	1967 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Количество электростанций	6	6	7	6	5	5
Установленная мощность электростанций, МВт	320,5	1289,2	3088,8	4308,3	3360,3	3360,2
Выработка электростанции (всего), млн кВт·ч	1650,3	4211,9	11 538,0	21 915,8	19 219,8	19 379,1
Использование установленной мощности, ч/год	5069,7	3267,0	5451,0	5087,0	5720,0	5767,0
Количество ДЭС	3	2	2	—	1	1
Установленная мощность ДЭС, МВт	2,5	1,2	0,8	—	0,2	0,15
Выработка электроэнергии на ДЭС, млн кВт·ч	1,7	1,0	—	—	—	—
Количество паротурбинных ТЭС	3	4	5	6	4	4
Установленная мощность ТЭС:						
электрическая, МВт	318,0	1288,0	3088,0	4308,3	3360,1	3360,0
тепловая отборов турбин, Гкал/ч		1098,6	1810,0	2124,0	2204,0	2204,0
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч	1648,6	4210,9	11 538,0	21 915,8	19 219,8	19 379,1
В т. ч. на тепловом потреблении	—	1478,4	2221,9	2849,0	2779,4	2761,5
Отпуск тепла от ТЭС, тыс. Гкал	3053,5	5078,9	7737,6	10 862,8	11 223,8	11 409,1
В т. ч. отработанным паром	2756,9	4724,6	7019,2	8876,8	9305,3	9506,3
Удельный расход усл. топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	321,6	347,1	327	328,2	342,5	345,3
тепла, кг/Гкал	182,7	178,3	175,8	173,5	174,6	175,4
Собственные нужды электростанции на:						
производство электроэнергии, %	6,8	7,1	4,5	5,3	5,8	5,6
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	36,5	32,9	35,8	37,5	39,3	39,2
Себестоимость:						
электроэнергии, коп. за 10 кВт·ч	8,63	9,61	7,78	8,65	7,12	7,03
тепла, руб. за 10 Гкал	21,82	21,64	37,5	42,51	39,67	37,89
Удельная численность ППП, чел/МВт	5,26	2,92	1,03	1,23	1,33	1,31

Павлодарская энергосистема включает 2 энергоузла — Павлодарский, в который входят все потребители правобережья области, и Ермаковский, охватывающий потребителей левобережья Иртыша за исключением Экибастузского и Баянаульского административных районов. На 1 января 1987 г. энергосистема обслуживает территорию 88 тыс. км² с населением 724,1 тыс чел., или 78,5% всего населения области.

Установленная мощность электростанций Павлодарской энергосистемы в 1986 г. достигла 3360 МВт, выработка электроэнергии — 19,4 млрд кВт·ч, что составляет 22,6% по мощности и 25% по выработке электроэнергии всеми электростанциями Минэнерго Казахской ССР (табл. 100).

За время функционирования энергосистемы мощность ее электростанций на базе дешевых углей Экибастуза росла быстрыми

темпами. С 1967 по 1986 г. установленная мощность электростанций увеличилась в 10,5 раза, выработка электроэнергии — в 11,7 раза при росте потребления электроэнергии в 9 раз (см. табл. 100). В 1981 г. Экибастузский энергоузел со своими электростанциями выделился в отдельное энергоуправление.

Павлодарская энергосистема является электроизбыточной. Более 45% вырабатываемой в системе электроэнергии передается в смежные энергосистемы Казахстана и Сибири [60].

Максимальная нагрузка потребителей энергосистемы брутто в 1986 г. составила 1497 МВт, в том числе по Павлодарскому энергоузлу — 826. Основные потребители — тракторный, алюминиевый, нефтеперерабатывающий заводы и химкомбинат. В Ермаковском энергоузле только один ферросплавный завод занимал в максимуме нагрузки узла около 80%. В последнее время в связи с общей более стабильной работой ТЭС ОЭС Казахстана значительно сократилось число принудительных ограничений потребителей электроэнергии.

Технико-экономические показатели работы электростанций Павлодарской энергосистемы представлены в табл. 100.

За время работы энергосистемы средние удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС практически не снизились и колеблются от 321 до 347 г/кВт·ч. Несколько снизились удельные расходы топлива на отпуск тепла, расходы электроэнергии на собственные нужды и себестоимость производимой электроэнергии.

Павлодарская энергосистема имеет достаточно прочные связи по ЛЭП с другими энергосистемами Казахстана и сопредельными районами РСФСР. На напряжение 500 кВ энергосистема имеет связи по ЛЭП с Экибастузом, Рубцовском, Омском, на 220 кВ — с Экибастузом, Семипалатинском.

С 1967 по 1986 г. протяженность линий электропередач энергосистемы возросла в 2,3 раза и достигла 20 689 км (табл. 101), причем на напряжение 110—500 кВ протяженность линий электропередач возросла в 2,6 раза и достигла 2799 км.

В Павлодарскую энергосистему входят 4 паротурбинные электростанции суммарной установленной мощностью 3360 МВт, общая характеристика которых приведена ниже.

Павлодарская ТЭЦ-1 расположена в юго-восточной части г. Павлодара на правобережной террасе р. Иртыш в непосредственной близости от Павлодарского алюминиевого завода (ПАЗ). Станция предназначена для обеспечения технологическим паром давлением 8—12 кгс/см^2, теплом и электроэнергией алюминиевого завода, комбината панельного домостроения, а также и других предприятий Южного промышленного узла и жилых районов города.

Проектное задание на строительство Павлодарской ТЭЦ-1 разработано Киевским отделением института Теплоэлектропроект в 1955 г. [61]. Станция запроектирована на мощность 300 МВт с

шестью турбогенераторами типа ВПТ-50 и шестью котлоагрегатами паропроизводительностью по 420 т/ч.

Длительность сооружения ТЭЦ до пуска первого турбоагрегата определена в 21 месяц. Удельные капиталовложения в ТЭЦ — 210,3 руб/кВт.

Таблица 101. **Протяженность линий электропередач Павлодарской энергосистемы, км**

Напряжение, кВ	1967 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Воздушные						
500	—	203,9	374,7	398,13	247,0	247
330	174,3	174,3	175,9	175,9	176	176
220	151,0	179,5	365,5	627,3	341	341
110	741,5	1222,1	1732,76	2056,29	2009	2035
35	906,7	1255,3[illegible]	2232,9	2[illegible]27,74	2014	2075
10	2967,4	4349,7	6794,5	8[illegible]48,71	8602	8963
6	170,2	112,6	145,4	232,62	66	41
0,4 и менее	3788,9	5006,7	5958,6	6609,49	6099	6204
Итого	8899,3	12501,16	17771,2[illegible]	21476,1	19554	20082
Кабельные						
10	56,7	102,2	224,9	319,64	298	303
6	23,9	26,9	24	37	7	7
0,4 и менее	44,4	92,0	162	334,64	290	297
Итого	125,0	221,1	410,9	691,28	595	607
Всего	9024	12725	18182	22167	20149	20689

Строительство станции началось в 1960 г., затянулось, и первый агрегат дал потребителям электроэнергию только в 1964 г.

Первая очередь строительства ТЭЦ-1 установленной мощностью 270 МВт (включала 2 котла типа БКЗ-320-140, 3 котла БКЗ-420-140, 2 турбины ПТ-50-130/13, которые позднее были реконструированы в ПТ-60-130/13, 2 турбины Р-50-130/13 и одна турбина Т-50-130) была введена в эксплуатацию за период 1964—1969 гг. (табл. 102, 103).

Согласно проекту второй очереди строительства, в 1975—1983 гг. на станции были введены в эксплуатацию 2 паровых котла типа БКЗ-420-130 и одна турбина типа ПТ-80/100-130/13. Установленная электрическая мощность станции после завершения строительства двух очередей достигла 350 МВт, тепловая отборов турбин — 920 Гкал/ч. Котлоагрегаты типа БКЗ-320-130 П-образной компоновки с естественной циркуляцией на параметры пара 140 кгс/см^2 и 570°С оборудованы 2 индивидуальными пылесистемами с шаровыми барабанными мельницами типа ШБМ-375/550

Таблица 102. **Характеристика котельных агрегатов Павлодарской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-320-140, Барнаул. кот. завод	1962	1964	320	140	570		116 889
2	» »	1963	1964	320	140	570		125 173
3	БКЗ-420-140 »	1965	1965	420	140	570	89,48	116 654
4	» »	1966	1966	420	140	570	84,95	124 361
5	» »	1967	1969	420	140	570		113 991
6	» »	1973	1975	420	140	570		62 624
7	БКЗ-420-140-5 »	1981	1983	420	140	570		15 557

Таблица 103. **Характеристика турбоагрегатов Павлодарской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер турбин, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление кгс/см²	Температура, °С	
1	ПТ-60-130/13, ЛМЗ	1962	1964	60	143*	130	565	161 900
2	ПТ-60-130/13, ЛМЗ	1963	1964	60	139	130	565	146 480
3	Р-50-130/13, ЛМЗ	1965	1966	50	188	130	565	157 933
4	Р-50-130/13, ЛМЗ	1967	1967	50	188	130	565	144 637
5	Т-50-130, УТМЗ	1968	1969	50	92*	130	565	122 043
6	ПТ-80/100-130/13, ЛМЗ	1982	1982	80	170*	130	565	18 127

* С ухудшенным вакуумом.

с промбункерами. Котлы типа БКЗ-420-130 — Т-образной компоновки, оборудованы четырьмя молотковыми мельницами типа ММТ-2000/2600 с прямым вдуванием пыли. Паровые турбины станц. № 1—5 установлены с генераторами типа ТВФ-60-2, № 6— с генератором типа ТВФ-120-2.

Отпуск электроэнергии с шин основным потребителям осуществляется по трем линиям электропередач на напряжение 35 кВ, в энергосистему — по двум двухцепным ЛЭП на 110 кВ.

Пар отборов турбин и противодавления используется на технологические цели алюминиевого завода, комбината панельного домостроения, заводов железобетонных изделий и теплоснабжение города.

Система технического водоснабжения выполнена по оборотной схеме с охлаждением воды в двух башенных испарительных градирнях площадью орошения по 1600 м². Источник технического водоснабжения — р. Иртыш, вода из которой через водоводы алюминиевого завода подается на площадку ТЭЦ. Основным топливом на ТЭЦ принят экибастузский уголь марки СС с зольностью на рабочую массу 37,2%, теплотворной способностью 4190 ккал/кг, растопочным — мазут марки М100. На станцию поступает уголь с зольностью 42,8% и теплотворной способностью 3600 ккал/кг, емкость угольного склада — 225 тыс. т [62].

Уголь поступает на станцию по железной дороге. Разгрузка из вагонов осуществляется двумя трехопорными вагоноопрокидывателями. Расчетная производительность топливоподачи на склад — 900 т/ч, в главный корпус — 450. Склад топлива обслуживается грейферным краном-перегружателем производительностью 650 т/ч.

На станции установлены 2 дымовые трубы высотой по 150 м. Система золоулавливания на всех котлах одноступенчатая — трубы Вентури с каплеуловителями. Система гидрозолоудаления — гидравлическая, совместная, оборотная, с помощью багерных насосов.

Оборудование первых двух очередей размещено в 5-пролетном главном корпусе. Пролет машинного зала — 39 м, котельного отделения — 33. По условиям генерального плана электростанции возможно дальнейшее расширение главного корпуса и вспомогательных зданий и сооружений [62].

Павлодарская ТЭЦ-1 — один из основных источников тепла Павлодара. Достигнутый отпуск тепла в 1986 г. составил 5,77 млн Гкал, т. е. около 50% отпущенного всей энергосистемой тепла. Выработка электроэнергии достигла 2,09 млрд кВт·ч, в том числе 68% на тепловом потреблении (табл. 104).

Технико-экономические показатели работы Павлодарской ТЭЦ-1 можно считать неплохими (см. табл. 104). Низкими являются удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла, расход электроэнергии на собственные нужды, а также удельный вес сжигаемого на станции мазута. Эти показатели обеспечиваются переводом турбин № 1, 5, 6 на работу с ухудшенным вакуумом

1/3 города до ул. Бебеля

Таблица 104. **Технико-экономические показатели работы Павлодарской ТЭЦ-1**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	100	270	270	270	350	350
тепловая, Гкал/ч	242	691,7	750	750	920	920
В т. ч. отборов турбин	242	691,7	750	750	920	920
Располагаемая электр. мощность, МВт	100	270	270	250	274	305
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	298,4	1658,7	1522,4	1764	1977,7	2093,8
В т. ч. на тепловом потреблении	152,8	1098,1	1216,4	1363,6	1360,0	1415,4
Отпуск тепловой энергии (всего), тыс. Гкал	1215,1	3565,1	4325,3	4717,6	5690,3	5769,6
В т. ч. отработанным паром	841,8	3561,6	4006,8	3991,8	4853,2	5128,0
Использование установленной мощности, ч/год						
электрической	2984	6143	5638	6533	5651	5982
тепловой отборов турбин	3478	5149	5342	2263	5275	5574
Удельный расход топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	416,8	233	224,3	212	220,5	225,3
тепла, кг/Гкал	191,6	175,6	173,1	172,3	172,9	173,6
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	8,4	4,9	5,1	5,3	5,6	5,3
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	33,9	32,2	31,7	36,7	39,0	38,4
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	98,1	98,5	98,3	99,4	99,0	99,3
мазут	1,9	1,5	1,7	0,6	1,0	0,7
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	2,12	1,85	2,07	2,46	2,83

и высоким удельным весом выработки электроэнергии на тепловом потреблении, экономичностью работы основного оборудования, благоприятным размещением станции относительно потребителей и другими факторами.

Недостатком в работе ТЭЦ-1 является значительный разрыв между установленной и располагаемой мощностью электростанции. По данным «Сибтехэнерго» [64], ограничение по станции составляет 43 МВт в зимний период и 166 в летний. Среднегодовое ограничение оценивается в 77,4 МВт. Основные причины ограничений установленной мощности следующие:

— снижение параметров острого пара до 120 кгс/см^2 и 515°С из-за ненадежности гибов труб котельных агрегатов дает ограничение мощности около 23 МВт;

— из-за несоответствия качества топлива проектному при максимальных паровых нагрузках зимой снижается паропроизводительность котлов и ограничение мощности достигает 7 МВт (с 1986 г. на станцию поставляются угли II группы с зольностью 42,8% вместо I группы с зольностью 37,2%);

— вследствие недостатка теплопотребления на турбинах типа Р ограничение мощности оценивается в 6,7 МВт;

— работа турбин № 1, 5 и 6 в отопительный период с ухудшенным вакуумом ограничивает мощность на 13 МВт;

— недостаточная охлаждающая способность испарительных градирен приводит к ограничению мощности от 42 до 166 МВт.

Отдельные ограничения мощности могут быть и будут ликвидированы в ближайшие годы.

Перспективы развития Павлодарской ТЭЦ-1 следующие.

Основной прирост тепловых нагрузок в зоне теплоснабжения ТЭЦ-1 произойдет за счет жилищно-коммунального сектора (порядка 340 Гкал/ч к 1995 г.) [63]. Расширение ТЭЦ-1 связано с необходимостью строительства новых общестанционных сооружений, а именно — для дополнительных котлов потребуются строительство новой дымовой трубы, расширение топливоподачи и химводоочистки, что потребует значительных дополнительных капиталовложений.

Существенным ограничивающим расширение ТЭЦ фактором являются экологические условия.

Для частичного покрытия прироста тепловых нагрузок и ликвидации ограничений мощности из-за снижения паропроизводительности котлов «Схемой» [63] предусматривается расширение ТЭЦ-1 одним энергетическим котлом типа БКЗ-420-140-5 и одной турбиной типа Т-110/120-130 станц. № 8, расширение химводоочистки, сооружение новой дымовой трубы высотой 240 м, на которую кроме нового котла намечено подключить все 7 существующих котлов. Исходя из необходимости уменьшения загрязнения окружающей среды система золоулавливания предусматривается двухступенчатой: первая ступень — мокрые золоуловители и вторая — электрофильтры.

После расширений ТЭЦ третьей очередью станция сможет покрывать тепловые нагрузки по горячей воде в размере 953 Гкал/ч и по пару — 774 т/ч. Дальнейшее расширение станции потребует сооружения нового угольного склада, топливоподачи, реконструкции золоотвала. Причем расширение станции будет возможно при условии более глубокого подавления оксидов азота и серы на существующих котлах.

В соответствии с приказом Минэнерго СССР по техническому перевооружению предусматривается продление сроков эксплуатации турбинного оборудования ТЭЦ-1 путем замены основных узлов и деталей, отработавших свой ресурс времени. Намечается провести реконструкцию турбин ПТ-60-130 в ПТ-80-130, а также заменить физически изношенное вспомогательное оборудование.

Павлодарская ТЭЦ-2. Проектное задание станции разработано Киевским отделением института Теплоэлектропроект в 1955 г. [66]. Проектная мощность ее составляла 100 МВт и предназначалась она для обеспечения производственным паром, теплом и электроэнергией комбайнового завода, строительной базы и других промышленных предприятий северного промышленного района, а так-

же для отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение Павлодара.

На ТЭЦ предусматривалось установить 2 турбины типа ВПТ-25-3, 2 — ВТ-25-4 и 5 котлоагрегатов типа ТП-170 на параметры пара 101 кгс/см² и 540°С. Проектные удельные капиталовложения в ТЭЦ составили 209 руб/кВт. Длительность сооружения станции определена в 2,5 года, ввод в эксплуатацию первых котло- и турбоагрегатов намечался на II квартал 1957 г. [65].

На стадии строительства проект был переработан, изменились сроки строительства и ввода оборудования. Строительство станции началось в 1958 г., и первый агрегат дал промышленный ток в феврале 1961 г. За период с 1961 по 1963 г. были введены в эксплуатацию 4 котлоагрегата типа БКЗ-160-100Ф, 2 турбины типа ВПТ-25-4 и одна турбина ВПТ-50-2 (табл. 105, 106). Была достигнута проектная мощность 100 МВт, и строительство ТЭЦ практически завершено.

В связи с ростом тепловых нагрузок Павлодарского тракторного завода ТЭЦ-2 в 1969 г. была расширена за счет ввода парового котла № 5 типа БКЗ-160-100Ф, на котором была выполнена модернизация с увеличением паропроизводительности до 190 т/ч. Реконструированы и первые 4 котла с увеличением производительности каждого из них до 190 т/ч (см. табл. 105).

Одновременно была проведена реконструкция паровых турбин с повышением мощности турбоагрегатов станц. № 1 и 2 до 30, № 3 до 60 МВт. Суммарная паропроизводительность котлов станции составила 950 МВт, электрическая мощность ТЭЦ — 120 МВт, тепловая мощность отборов турбин с ухудшенным вакуумом — 358 Гкал/ч (с 1985 г. турбины № 1, 2 перемаркированы со снижением мощности до 25 МВт).

ТЭЦ-2 расположена в 2,5 км от жилой застройки и является единственным источником пароснабжения тракторного завода, ЖБИ-2, ДОКа, объектов треста «Павлодартрансстрой». Станция работает по тепловому графику. Система технического водоснабжения — оборотная с градирней. Основное топливо — экибастузский уголь. Угольный склад вмещает 80 тыс. т, т. е. месячный запас топлива. На каждом котле установлены по 2 шаровые мельницы, по 4 мокрых золоуловителя типа МП-ВТИ. Все котлы подсоединены к одной дымовой трубе высотой 100 м, с диаметром устья 6 м.

В 1986 г. производство электроэнергии достигло 650 млн кВт·ч, в том числе 78% ее производится на тепловом потреблении. За период с 1965 по 1986 г. отпуск тепловой энергии от ТЭЦ возрос более чем в 3 раза и составил 1,75 млн кВт·ч, причем около 93% ее производится отработанным паром. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в 1986 г. составил 241,5 г/кВт·ч, что превышает нормативный показатель на 17,27 г/кВт·ч (табл. 107). Основные причины этого: высокие потери с механическим недожо-

Таблица 105. **Характеристика котельных агрегатов Павлодарской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла $\frac{\text{брутто}}{\text{нетто}}$, %	Время наработки на 1.01 86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-160-100Ф, Барнаульский котельный завод	1959	1961	190	100	540		124 861
2	БКЗ-160-100Ф »	1960	1961	190	100	540		135 530
3	БКЗ-160-100Ф »	1961	1962	190	100	540	86,7	129 010
4	БКЗ-160-100Ф »	1962	1963	190	100	540	81,1	130 556
5	БКЗ-160-100Ф »	1968	1969	190	100	540		85 493

Таблица 106. **Характеристика турбоагрегатов Павлодарской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01 86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4), УТМЗ	1959	1961	25	97	90	535	161 185
2	ПТ-25-90/10 (ВПТ-25-4), УТМЗ	1959	1961	25	97	90	535	166 562
3	ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2), ЛМЗ	1962	1963	60	164	90	535	156 636

Таблица 107. **Технико-экономические показатели работы Павлодарской ТЭЦ-2**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	100	100	120	120	110	110
тепловая, Гкал/ч	335	343	364	358	358	358
В т. ч. отборов турбин	335	343	364	358	358	358
Располагаемая мощность:						
электрическая, МВт	90	100	120	80	95,5	95,5
тепловая, Гкал/ч	335	343	350	358	358	358
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	317,6	694,3	642,3	711,4	649,9	650,5
В т. ч. на тепловом потреблении	136,8	336,7	452,1	539,3	508,1	509,5
Отпуск тепловой энергии (всего), тыс. Гкал	552,6	1013,4	1382,3	1888,3	1777,9	1748,8
В т. ч. отработанным паром	451,6	974,8	1344,3	1749,6	1667,3	1634,2
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	1368	3357	3768	4494	4619	4632
тепловой отборов турбин	1348	2842	3693	4887	4657	4555
Удельный расход топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	430,7	337,3	289,2	236,1	223,5	241,5
тепла, кг/Гкал	192,8	182,7	180,9	172,9	173,8	175,1
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	10,3	6,7	6,5	6,1	7,0	7,0
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	47,7	39,8	40,8	38,6	38,9	39,2
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	Нет данных	98,7	99,2	99,8	99,3	99,4
мазут		1,3	0,8	0,2	0,7	0,6
Удельная численность ППП, чел/МВт		4,7	3,6	3,6	4,0	4,1

гом, пониженный вакуум, повышенные расходы электроэнергии на собственные нужды.

В 1986 г. станция имела ограничение мощности на 14,5 МВт. По данным «Сибтехэнерго» [64], на 1987 г. ограничение мощности оценивается в 26,5 МВт в зимний период и 9,5 в летний. Среднегодовое ограничение — 16,8 МВт. Основные причины ограничений мощности: работа турбин с ухудшенным вакуумом — 11,5 МВт, дефицит тепловой мощности при температуре наружного воздуха ниже —20°С — 15 МВт.

Согласно «Схеме теплоснабжения г. Павлодара» [63], расширение ТЭЦ-2 не предусматривается по экологическим условиям. Исходя из наработки основного оборудования по техническому перевооружению ТЭЦ-2 до 2000 г. намечаются продление срока эксплуатации оборудования путем замены узлов и деталей, отработавших свой ресурс времени, модернизация поверхностей нагрева и топочно-горелочных устройств котлов в связи с ухудшением качества топлива.

Павлодарская ТЭЦ-3 — самая мощная теплоэлектроцентраль Казахстана, основной теплоисточник для предприятий Северного промузла и значительной части жилищно-коммунального хозяйства Павлодара. Станция расположена в 7 км от жилой застройки. Строительство ее началось в 1965 г. по проекту САО ВНИИПИэнергопрома, первые агрегаты введены в эксплуатацию в 1972 г. За период с 1972 по 1979 г. на станции были введены в эксплуатацию 6 энергетических котлов типа БКЗ-420-140 производительностью по 420 т/ч на параметры пара 140 кгс/см^2 и 560°С, 2 водогрейных котла типа ПТВМ-180 производительностью по 180 Гкал/ч и 6 паровых турбин (2 турбины ПТ-50 Брненского завода, ЧССР, одна типа Р-50-130-13 ЛМЗ и 3 типа Т-100/120-130-3 Уральского турбомоторного завода) (табл. 108, 109).

С учетом повышения номинальной мощности турбоагрегатов (см. табл. 109) суммарная электрическая мощность ТЭЦ в настоящее время составляет 500 МВт, общая производительность котлов — 2520 т/ч, тепловая мощность — 1286 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 926.

Основные потребители тепловой энергии ТЭЦ-3 — нефтеперерабатывающий завод, химический комбинат и другие предприятия, расположенные в районе ТЭЦ-3. По горячей воде обеспечивается дефицит тепла тракторного завода [63]. Основное и резервное топливо для энергетических котлов — экибастузский уголь, топливо для растопки и водогрейных котлов — мазут. Система пылеприготовления индивидуальная, с четырьмя молотковыми мельницами на каждый котел. В состав топливного хозяйства входят разгрузочное устройство с двумя роторными вагоноопрокидывателями, топливный склад на 175 тыс. т угля.

Очистка дымовых газов проводится на котлах № 1—6 мокрыми золоуловителями с трубами Вентури. Золошлакоудаление — совместное, гидравлическое. Все котлы подключены к дымовой трубе высотой 180 м, с диаметром устья — 7,2 м. Система технического водоснабжения — оборотная, с тремя башенными испарительными градирнями с площадью орошения по 1600 м^2. Электрическую мощность ТЭЦ-3 выдает на напряжение 6, 35 и 110 кВ.

Станция работает с использованием располагаемой мощности 5000 ч/год и выше. Около 35% электроэнергии производится на тепловом потреблении и свыше 18% тепла отпускается отработанным паром. За время работы электростанции удельный расход топлива на отпуск электроэнергии колеблется с 315,8 г/кВт·ч в 1977 г. до 378,2 в 1984 г., на отпуск тепла — с 175 до 178,1 кг/Гкал (табл. 110).

В 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии составил 369,2 г/кВт·ч. Причем перерасходовано на 10,18 г/кВт·ч по сравнению с нормативным удельным расходом топлива. Основные причины перерасхода топлива следующие [54]:

— пониженный вакуум в конденсаторах турбин вызвал перерасход топлива на 2,24 г/кВт·ч;

Таблица 108. **Характеристика котельных агрегатов Павлодарской ТЭЦ-3**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла $\frac{\text{брутто}}{\text{нетто}}$, %	Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-420-140-1, Барнаул. кот. завод	1968	1972	420	140	560		66 574
2	БКЗ-420-140-1 »	1970	1972	420	140	560	89,2	75 735
3	БКЗ-420-140-3 »	1973	1973	420	140	560	83,67	69 482
4	БКЗ-420-140-3 »	1975	1975	420	149	569		58 282
5	БКЗ-420-140-3 »	1976	1976	420	140	560		58 541
6	БКЗ-420-140-3 »	1977	1978	420	140	560		53 433
7	ПТВМ-180 »	1977	1978	180*				735
8	ПТВМ-180 »	1977	1979	180*				

* Гкал/ч.

Таблица 109. **Характеристика турбоагрегатов Павлодарской ТЭЦ-3**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.87 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ПТ-60-130/13 (ПТ-50-130/13) Брненский з-д, ЧССР	1964	1972	60	118	130	555	83 954
2	ПТ-60-130/13 »	1964	1972	60	118	130	555	76 767
3	Р-50-130/13, ЛМЗ	1973	1973	50	210	130	555	54 200
4	Т-110/120-130 (Т-100/120-130-3) УТМЗ	1975	1975	110	160	130	555	79 969
5	Т-110/120-130 »	1976	1976	110	160	130	555	72 240
6	Т-110/120-130 »	1977	1977	110	160	130	555	61 709

Таблица 110. **Технико-экономические показатели работы Павлодарской ТЭЦ-3**

Показатели	1972 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:					
электрическая, МВт	120	280	500	500	500
тепловая, Гкал/ч	236	606	1286	1286	1286
В т. ч. отборов турбин	236	606	926	926	926
Располагаемая электрическая мощность, МВт	80	280	450	372	372
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	63,2	692,6	2420,4	2047,9	1880,8
В т. ч. на тепловом потреблении	—	333,1	747,9	714,3	665,9
Отпуск тепловой энергии (всего), тыс. Гкал	34,6	972,1	2158,5	3021,5	3180,2
В т. ч. отработанным паром	18,8	972,1	2019,7	2460	2616,6
Использование установленной мощности, ч/год:					
электрической	526,7	2474	4841	4096	3761
тепловой отборов турбин	—	1604	2181	2657	2826
Удельный расход топлива на отпуск:					
электроэнергии, г/кВт·ч	514	340,9	339,6	363,9	369,2
тепла, кг/Гкал	206,9	176,6	174,1	178,1	179,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на:					
производство электроэнергии, %	13,4	7,1	7,8	8,31	8,27
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	40,6	37,8	39,0	40,0	40,6
Структура потребляемого топлива, %:					
уголь	77,8	98,1	99,1	98,6	97,7
мазут	22,2	1,9	0,9	1,4	2,3
Удельная численность ППП, чел/МВт	5,0	1,89	1,24	1,75	1,73

— пониженная температура питательной воды — 1,57 г/кВт·ч;

— повышенные потери тепла с механическим недожогом — 1,74 г/кВт·ч;

— сверхнормативные пуски и остановы котлов и турбин — 1,96 г/кВт·ч;

— повышенный расход электроэнергии на собственные нужды — 2,11 г/кВт·ч и другие.

На станции имеет место значительный разрыв между установленной и располагаемой мощностью, который в 1985 и 1986 гг. составил 128 МВт. Основными причинами ограничений мощности являются:

— снижение параметров пара на котлоагрегатах — 28 МВт;

— недостаточная поверхность охлаждения градирен — 50 МВт;

— повышение зольности и снижение калорийности топлива, приведшее к снижению паропроизводительности котельных агрегатов из-за недостаточной производительности пылесистем, — 50 МВт.

В настоящее время наработка основного оборудования ТЭЦ-3 еще незначительная (от 53 до 84 тыс. ч, см. табл. 110), но, учитывая плохую работу турбин типа ПТ-60-130 станц. № 1, 2, изготов-

в будущем

ленных в ЧССР, и ухудшение качества поступающего на ТЭЦ-3 топлива, мероприятиями по техническому перевооружению станции до 2000 г. намечены замена двух чешских турбин на турбоагрегаты ПТ-80-130, модернизация поверхностей нагрева и топочно-горелочных узлов паровых котлов.

Согласно «Схеме теплоснабжения» [63], основной дефицит тепловой энергии на уровне 1995 г. относится к зоне ТЭЦ-3 и вызван значительным ростом теплопотребления нефтеперерабатывающего завода, химического комбината и других предприятий. Поэтому основным объектом в развитии системы теплоснабжения города является ТЭЦ-3.

САО ВНИПИэнергопром рекомендует расширение ТЭЦ-3 одной турбиной ПТ-140/165-130, двумя турбинами 2×Т-185/220-130, восемью энергетическими котлами Е-500-140 и восемью котлами низкого давления типа Е-160-14. Основные технико-экономические показатели ТЭЦ-3 после расширения [67, 68]: установленная электрическая мощность ТЭЦ—1050 МВт, тепловая — 3580 Гкал/ч, удельный расход топлива на отпуск электроэнергии — 243 г/кВт·ч, тепла — 172 кг/Гкал, удельные капиталовложения в расширение — 570 руб /кВт; численность промышленно-производственного персонала — 1100 чел.

Однако необходимо учитывать, что уровень загрязнения воздушного бассейна Павлодара существенно превышает допустимые нормы, и развитие теплоисточников города необходимо вести с учетом обеспечения охраны окружающей среды. Поэтому по экологическим условиям возможен вариант сооружения новой четвертой ТЭЦ в Павлодаре, вынесенной на большее расстояние от города, вместо расширения ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3.

Ермаковская ГРЭС — вторая по мощности после Экибастузской ГРЭС-1 станция Казахстана. Проектное задание ЕГРЭС, разработанное в 1959 г., предусматривало ее мощность 2000 МВт с установкой 4 блоков мощностью по 200 и 4 блоков по 300 МВт [70]. При утверждении мощность ГРЭС была определена в 2400 МВт с энергоблоками по 300 МВт и паровыми котлами по 950 т/ч. Станция проектировалась для работы в базовом режиме и была наиболее мощной и экономичной в республике. Основным топливом закреплен экибастузский уголь с колебанием теплотворной способности 3710÷4150 ккал/кг.

Проектные технико-экономические показатели Ермаковской ГРЭС следующие [71]:

установленная мощность ГРЭС	—2400 МВт
использование установленной мощности	—7000 ч/год
расход электроэнергии на собственные нужды (производство электроэнергии)	—5,2%
удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	—332 г/(кВт·ч)
годовой расход топлива	—$9{,}92 \cdot 10^6$ т н. т.
удельная численность ППП (всего)	—0,955 чел/МВт

в т. ч. эксплуатационного	—0,568
удельные капвложения в промстроительство	—99,75 руб/кВт
стоимость отпущенной электроэнергии	—0,364 коп/(кВт·ч)

Строительство станции началось в 1960 г., первый блок введен в эксплуатацию в 1968 г., последний, восьмой,— в 1975 г.

Ермаковская ГРЭС сооружалась по типовому проекту «ГРЭС-2400» и состоит из 8 энергоблоков мощностью по 300 МВт. Каждый энергоблок включает прямоточный котел типа ПК-39-2 Подольского завода им. С. Орджоникидзе (ЗИО), турбины типа К-300-240ХТГЗ и генераторы типа ТГВ-300 Харьковского завода «Электротяжмаш». На блоке 1 установлен котел типа ПК-39-1 (табл. 111, 112).

Котлы прямоточные, двухкорпусные, симметричные, производительностью 950 т/ч с параметрами свежего пара 250 кгс/см^2 и 555°С, рассчитанные на сжигание экибастузского угля. На каждом котле установлено по 2 дутьевых вентилятора типа ВДН-24×2-П, 4 вращающихся регенеративных воздухоподогревателя и 2 горизонтальных четырехступенчатых электрофильтра.

Система пылеприготовления — индивидуальная с молотковыми мельницами, прямым вдуванием и воздушно-проходными сепараторами. На котел установлено по 8 мельниц производительностью 24 т/ч каждая. Турбины — 3-цилиндровые, конденсационные, активного типа, с промежуточным перегревом пара после части высокого давления и 9 нерегулируемыми отборами пара на регенеративные подогреватели. На блоках 2, 3, 4 установлены турбины К-300-240 ХТГЗ второй модификации, на блоках 1, 5, 6, 7, 8 — третьей.

Тепловая схема предусматривает блочный принцип подключения оборудования. В состав блока входят котел-турбина и вспомогательное оборудование. Каждый блок является независимым, связи между основными потоками воды и пара не предусматриваются. Схема блока организована по типу «дубль-блок», допускающему раздельную работу обоих корпусов котлоагрегата, что позволяет разгружать до 30% номинальной мощности энергоблока, т. е. его регулировочный диапазон составляет величину от 1,0 до 0,3.

На блоке установлен один главный питательный турбонасос типа ОСПТ-150 производительностью 1130 м^3/ч с напором 340 кгс/см^2 и подпором на всосе 15,8 кгс/см^2, с приводной турбинной мощностью 12,3 МВт, работающей на отборе пара основной турбины с давлением 15,6 кгс/см^2.

На станции установлены комбинированные золоуловители, состоящие из предвключенных батарейных циклонов и горизонтальных электрофильтров. На котлах № 3—8 установлены 12-метровые электрофильтры, на котлах № 1—2 — мокрые скрубберы и 3-польные 7-метровые электрофильтры отечественного изготовления. Средний за 1986 г. КПД газоочистки составил 97% [72]. Удаление

Таблица 111. **Характеристика котельных агрегатов Ермаковской ГРЭС**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год изготовления	Год начала работы	Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара: острого/промежуточного перегрева: Давление, кгс/см²	Параметры пара: острого/промежуточного перегрева: Температура, °С	КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки I и II корпусов на 1.01.86 г., ч
1	ПК-39-1, Подольский маш. завод, им. С. Орджоникидзе	1966	1968	950	255/39,5	565/545		104 245/101 072
2	ПК-39-1 »	1968	1969	950	255/39,5	565/545		98 142/95 802
3	ПК-39-1 »	1968	1970	950	255/39,5	565/545		101 969/101 537
4	ПК-39-1 »	1969	1971	950	255/39,5	565/545	90,9/83,24	98 678/98 870
5	ПК-39-2 »	1971	1973	950	255/39,5	565/545		88 338/86 663
6	ПК-39-2 »	1971	1974	950	255/39,5	565/545		85 436/86 561
7	ПК-39-2 »	1971	1974	950	255/39,5	565/545		81 206/82 015
8	ПК-39-2 »	1974	1975	950	255/39,9	565/545		77 348

Таблица 112. **Характеристика турбоагрегатов Ермаковской ГРЭС**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год изготовления	Год начала работы	Номинальная мощность, МВт	Параметры пара: Давление, кгс/см²	Параметры пара: Температура, °С	Время наработки на 1.01.86 г., ч
1	К-300-240-3, ХТГЗ	1971	1973	300	240/36	545/540	114 431
2	К-300-240-2 »	1967	1969	300	240/36	545/540	108 049
3	К-300-240-2 »	1968	1970	300	240/36	545/540	109 617
4	К-300-240-2 »	1969	1971	300	240/36	545/540	105 284
5	К-300-240-3 »	1973	1973	300	240/36	545/540	92 627
6	К-300-240-3 »	1973	1974	300	240/36	545/540	90 257
7	К-300-240-3 »	1974	1974	300	240/36	545/540	87 776
8	К-300-240-3 »	1974	1975	300	240/36	545/540	81 516

золы и шлака предусмотрено совместным, с помощью багерных насосов.

На ГРЭС установлены 3 дымовые трубы высотой 2 по 180 м для первой очереди и одна труба — 250 м — для второй очереди станции. Для отопления производственных помещений ГРЭС и поселка на каждом блоке установлена теплофикационная установка, состоящая из основного и пикового бойлера. Возможный отпуск тепла из нерегулируемых отборов турбин составляет 170 Гкал/ч [71].

Главный корпус Ермаковской ГРЭС оборудован по типовому проекту «ГРЭС с агрегатами К-300-240». Здание главного корпуса трехпролетное, с бункерно-деаэраторной этажеркой, расположенной между машинами и котельным отделением.

Компоновка оборудования главного корпуса такая:

— поперечное расположение турбоагрегатов;

— закрытая установка тяго-дутьевых механизмов и регенеративных воздухоподогревателей;

— открытая установка золоулавливающих устройств (с утеплением нижней части).

Габариты главного корпуса следующие (м): продольный шаг колонн — 12; пролет машинного отделения — 45; бункерно-деаэраторного отделения — 12; котельного отделения — 39; помещение регенеративных подогревателей — 12; дымососного отделения — 15; ширина ячейки блока — 48.

Система технического водоснабжения — прямоточная. Вода по двум водоподводящим каналам подается на станцию из Иртыша.

Ермаковская ГРЭС связана с энергосистемами и электропотребителями тремя линиями электропередач на напряжение 500 кВ (Ермак—Экибастуз, Ермак—Рубцовск, Ермак—Омск) и пятью линиями на напряжение 220 кВ (Ермак—Семипалатинск, 2 ЛЭП Ермак—Экибастуз и 2 ЛЭП ЕГРЭС—Ермаковский ферросплавный завод).

В последние годы на станции имеет место значительный разрыв между установленной и располагаемой мощностью. На конец 1986 г. располагаемая мощность ГРЭС составила 2290 МВт. Технические причины ограничений мощности следующие [64]:

— повышенные присосы в газоходах котлов № 1, 2, 8 и износ дымососов — 55 МВт;

— занос проточной части турбин № 2, 4, 6 солями — 30 МВт;

— реконструкция ПВД группы Б турбины № 3 — 15 МВт;

— ограничение из-за ухудшения вакуума на турбине № 1 вследствие значительного (около 10%) количества заглушенных трубок — 10 МВт.

Среднегодовое ограничение мощности на 1987 г. оценивается в 247 МВт, в том числе около 195 МВт — за счет ухудшения качества поставляемого на станцию экибастузского угля [64].

В последние годы станция привлекается для покрытия переменной части графика электрической нагрузки и ежесуточного регулирования частоты в энергосистеме, что ведет к перерасходу топли-

ва и увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды. Недовыработка электроэнергии из-за разгрузки станции в 1986 г. составила 388 млн кВт·ч. За счет диспетчерских разгрузок в среднем за 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии увеличился на 2,17 г/кВт·ч.

Таблица 113. **Технико-экономические показатели работы Ермаковской ГРЭС**

Показатели	1958 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность: электрическая, МВт	300	900	2400	2400	2400	2400
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	10,9	2635,2	13 890,8	14 917,5	14 544,2	14 753,9
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	290	310,7	271,7	262	381,4	379,2
Использование установленной электрической мощности, ч/год	36	2928	1543	6216	6060	6147
Удельный расход топлива на отпуск: электроэнергии, г/кВт·ч	840,0	448,3	338	335,5	359	361,6
тепла, кг/Гкал	176	185,7	177	174,3	174,5	174,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на: производство электроэнергии, %		9,24	4,2	4,83	5,37	5,25
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	15,2	18,0	Нет данных		38,5	37,9
Структура потребляемого топлива, %: уголь	23,6	88,8	98,8	95,2	98,0	99,3
мазут	76,4	11,2	1,2	4,8	2,0	0,7
Удельная численность, ППП, чел/МВт	2,59	2,08	0,6	0,63	0,96	0,9

За весь период эксплуатации полной мощности станции удельный расход топлива на отпуск электроэнергии колебался с 334,3 г/кВт·ч в 1979 г. до 363,2 в 1983 г. и 361,6 в 1986 г. при проектном удельном расходе топлива 332 г/кВт·ч (табл. 113). Основными причинами перерасхода топлива являются снижение температуры острого и промежуточного перегрева пара с 565 до 545°С и ухудшение качества сжигаемого топлива (повышения зольности экибастузского угля).

Перерасход условного топлива за 1986 г. по сравнению с нормативной величиной составил 13,52 г/кВт·ч, или 188,8 тыс т у. т. за год.

3.4. ЦЕЛИННАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Управление «Целинэнерго» образовано согласно Постановлению Совета Министров Казахской ССР № 696-Р от 12 мая 1961 г. В его состав вошли Кустанайская ТЭЦ электрической мощностью 6 МВт, Рудненская ТЭЦ — 25 МВт, Петропавловская ТЭЦ-1— 9,5 МВт, Петропавловская ТЭЦ-2—50 МВт, Павлодарская ТЭЦ-2— 50 МВт, Экибастузская ТЭЦ — 18 МВт, Целиноградские энерго-

поезда общей мощностью 12,5 МВт, строящаяся Павлодарская ТЭЦ-1, Кустанайский сетевой район [57].

Промышленные потребители целинного края обеспечивались электроэнергией в основном от электростанций энергоуправления, промышленный район Кустаная — от Кустанайской и Рудненской ТЭЦ, а также за счет получения электроэнергии из ОЭС Урала по линии электропередач Троицк—Сарбай.

Петропавловские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 работали параллельно с Омской энергосистемой, а также имели связь по ЛЭП—110 кВ с Курганским энергоузлом ОДУ Урала.

Павлодар, его промышленность и ряд крупных строек, таких, как Ермаковский ферросплавный завод, Ермаковская ГРЭС и др., питались электроэнергией от Павлодарской ТЭЦ-2.

Экибастузская ТЭЦ работала изолированно и обеспечивала электроэнергией горнодобывающий район Майканна, угольные разрезы и город.

Потребители Целинограда обеспечивались электроэнергией от энергопоездов, 2 из которых имели мощность по 4000 кВт, один — 2500 кВт, и Целиноградской ЦЭС мощностью 2000 кВт. Кроме этого, в районе Целинограда работали ряд мелких ведомственных дизельных электростанций общей мощностью около 3500 кВт. В декабре 1961 г. пущена в эксплуатацию первая турбина ТЭЦ вагоноремонтного завода (ныне Целиноградская ТЭЦ-1) мощностью 6000 кВт. Остальная территория края обслуживалась ведомственными электростанциями (промышленными, транспортными, сельскими, хлебоприемных пунктов), работающими раздельно с энергосистемой.

Суммарная мощность электростанций «Целинэнерго» на конец 1961 г. составила 191 МВт, выработка электроэнергии за год — 376 млн кВт·ч, отпуск тепла от ТЭЦ — 317,8 тыс. Гкал [57].

В целом по энергосистеме ограничения потребителей в период прохождения осенне-зимнего максимума не было, за исключением Целиноградского энергоузла, где имел место острый дефицит мощности, который ликвидировался с пуском первой турбины Целиноградской ТЭЦ-1 мощностью 6 МВт.

Энергоснабжение потребителей целинного края осуществлялось не только от электростанций, расположенных на его территории, но и за счет получения электроэнергии от энергосистем Урала и Западной Сибири («Челябэнерго», «Курганэнерго» и «Омскэнерго»). При потреблении электроэнергии по Целинному краю в 1961 г. 1904,8 млн кВт·ч получение электроэнергии со стороны составило около 15% (295,2 млн кВт·ч).

Электростанции «Целинэнерго» работали изолированно между собой на собственные высоковольтные сети в основном в четырех крупных энергоузлах (Кустанайском, Петропавловском, Павлодарском и Целиноградском) со своими распределительными, высоковольтными и низковольтными сетями.

Удельный расход топлива по энергоуправлению в 1961 г. соста-

вил: на электроэнергию — 1026,8 г/кВт·ч, на отпуск тепла — 194 кг/Гкал; собственные нужды электростанций: на производство электроэнергии — 13,9%, на отпуск тепла — 43 кВт·ч/Гкал. Численность промышленно-производственного персонала энергосистемы — 2262 чел., в том числе 19 чел. в управлении «Целинэнерго» с энергосбытом [57].

Уже в 1962 г. установленная мощность электростанций «Целинэнерго» выросла более чем в полтора раза и достигла 307,7 МВт, а выработка электроэнергии составила 1254,8 млн кВт·ч (табл. 114). В состав энергоуправления вошла Аркалыкская ТЭЦ электрической мощностью 5,4 МВт (5 МВт — энергопоезд и 400 кВт — дизельгенератор), Богембаевская ТЭЦ — 21,3 МВт (одна турбина 3,3 МВт и 3 по 6 МВт), Джамбетская электростанция — 6,5 МВт (2 турбины по 2 МВт и одна — 2,5 МВт). Введены в эксплуатацию турбоагрегаты на Петропавловской ТЭЦ-2, Рудненской ТЭЦ и Целиноградской ТЭЦ-1.

С развитием электроэнергетики Северного Казахстана от «Целинэнерго» отделились и стали самостоятельными Павлодарская и Кустанайская энергосистемы. В зону электроснабжения Целинной энергосистемы входят Северо-Казахстанская, Кокчетавская и Целиноградская области общей территорией 212,6 тыс. км² с населением на 1.01.86 г. 2105 тыс. чел.

В 1980 г. районное управление энергетического хозяйства (РУЭХ) «Целинэнерго» преобразовано в Производственное энергетическое объединение (ПЭО) «Целинэнерго». Все потребители вышеперечисленных областей обеспечиваются электроэнергией от ПЭО «Целинэнерго», степень централизации электроснабжения по всем трем областям составляет 100%.

За период с 1962 по 1985 г. мощность электростанций энергосистемы увеличилась в 2,1 раза, производство электроэнергии на них — в 2,65 раза, потребление электроэнергии — в 7 раз. Таким образом, данная энергосистема электродефицитна, только около 37% потребности в электроэнергии покрывается от своих электростанций, остальное обеспечивается за счет перетоков из других энергосистем — в основном от Экибастузской ГРЭС.

За рассматриваемый период отпуск тепловой энергии увеличился в 8 раз и в 1985 г. достиг 5,8 млн Гкал, причем около 78% отпуска тепла производится отработанным паром.

Технико-экономические показатели работы энергосистемы представлены в табл. 114. За время ее работы удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился в 1,8 раза и достиг 367,7 г/кВт·ч, на отпуск тепла — со 194 до 185,6 кг/Гкал. Эти показатели выше, чем в среднем по Минэнерго Казахской ССР, поскольку на Петропавловской ТЭЦ-2 более 60% электроэнергии вырабатывается по конденсационному циклу, низкий удельный вес выработки электроэнергии на тепловом потреблении (около 50%) на Целиноградской ТЭЦ-2, что объясняется незагруженностью промышленных отборов турбин.

Таблица 114. **Показатели развития Целинной энергосистемы**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Количество электростанций (всего)	10	24	5	6	7	7	7
Установленная мощность электростанций, МВт	307,7	416,9	506,6	501,1	592,1	655,1	655,1
Выработка электроэнергии (всего), кВт·ч	1254,8	2330	2955	3191,5	3006,2	3519,7	3787,7
Использование установленной мощности, кВт·ч	4078	5589	5833	6369	5077	5372	5782
Количество ДЭС	—	15	2	4	4	4	4
Установленная мощность ДЭС, МВт	—	13,1	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1
Выработка электроэнергии на ДЭС, млн кВт·ч	—	8,3	—	—		—	—
Количество паротурбинных ТЭС	10	9	3	2	3	3	3
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	307,7	403,8	500	500	591	654	654
тепловая отборов турбин, Гкал/ч	595,2	655,3	372,2	594	1220,8	1490,8	1490,8
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч	1254,8	2321,7	2955	3191,5	3006,2	3519,7	3787,7
В т. ч. на тепловом потреблении	—	—	440,7	756,4	856,8	1539,9	1646,9
Отпуск тепла на ТЭС, тыс. Гкал	687,0	1775,2	2182,1	3608,2	4320,8	5819,9	6391,0
В т. ч. отработанным паром	555,9	1631,6	1490,6	2406,0	3072,7	4568,1	4710,2
Удельный расход условного топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	661	427,3	411	390,9	377,3	367,7	361
тепла от ТЭС, кг/Гкал	194	189,4	186	181,9	181,9	185,6	187
Собственные нужды электростанции на:							
производство электроэнергии, %	12,02	8,27	7,53	7,87	7,87	7,89	7,61
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	38,6	33,7	33,4	34,6	37,1	44,2	46,65
Себестоимость:							
электроэнергии, коп. за 10 кВт·ч	19,4	8,24	11,42	10,93	13,33	14,31	13,11
тепла, руб. за 10 Гкал	—	29,89	33,15	36,66	48,33	53,05	54,09
Удельная численность ППП, чел/МВт	12,7	4,6	2,9	2,61	2,62	2,83	2,85

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанции составляет: на производство электроэнергии около 8%, на отпуск тепла за последние пятнадцать лет постепенно повышается и составил в 1986 г. 46,6 кВт·ч/Гкал.

Целиноградская энергосистема имеет развитые электрические сети. Как отмечалось выше, все потребители трех областей имеют централизованное электроснабжение. За период с 1970 по 1985 г. протяженность электрических сетей энергосистемы возросла в

1,75 раза и достигла 77,3 тыс. км, в том числе 8,8 тыс. км на напряжение 110—500 кВ (табл. 115). Целинная энергосистема связана ВЛ—220 кВ с Карагандинской; ВЛ—1150, 500 и 220 кВ — с Экибастузской и Кустанайской энергосистемами; ВЛ—110, 500 кВ — с Омской, ВЛ—110, 220 кВ — с ОЭС Урала. В составе энергосистемы работают 3 электростанции, общая характеристика которых приведена ниже.

Таблица 115. **Протяженность линий электропередач Целинной энергосистемы,** км

Напряжение, кВ	1961 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
			Воздушные			
500	—	158,6	200,4	200,4		857
220	156,9	513,5	1426,96	1505,6	855	2088
110	599,7	240,3	3191,7	3738,0	2265	5838
35	107,5	4015,8	5167,6	6753,6	4951,4	10 129
10	119,3	10 786,6	15 918,9	22 375,3	8915	31 859
6	45,6	495,3	496,8	464,9	28 879,8	322
0,4 и ниже	17,5	11 973,4	17 333,8	21 156,4	455,6	25 397
					23 598,4	
Итого	1046,5	29 680,1	43 736,2	56 194,2	69 920,2	76 490
			Кабельные			
35	—	—	1,3	1,3	1,3	1,3
10	—	151,9	206,5	282,6	370,6	585
6	38	247,9	67,9	76,8	66,8	7
0,4 и ниже	10,9	89,7	241,8	165,1	214,5	241
Итого	48,9	489,5	517,5	525,8	653,2	834,3
Всего	1095,4	30 169,6	44 253,7	56 720,0	70 573,4	77 324,3

Петропавловская ТЭЦ-2 — одна из наиболее мощных теплоэлектроцентралей Казахстана на высокие параметры, размещается в Петропавловске (КазССР). Необходимость ее сооружения обусловлена быстрым ростом потребности в электрической и тепловой энергии промышленных и коммунально-бытовых потребителей города и электрофицированной железнодорожной магистрали Омск—Челябинск.

Согласно проектному заданию, разработанному для первой очереди станции Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект предусматривалась установка четырех турбоагрегатов — 2 по 25 МВт и 2 по 50 МВт и четырех энергетических котлов высокого давления производительностью по 230 т пара в час [49]. Для второй очереди ТЭЦ предлагалась установка двух турбин типа ПВК-150 мощностью по 150 МВт и двух котлов производительностью по 540 т/ч [50]

В процессе рабочего проектирования и строительства состав основного оборудования в значительной мере изменился. Строительство электростанции началось в 1955 г. [51], а 22 декабря 1961 г. был запущен в работу первый турбоагрегат станции.

В период с 1961 по 1963 г. была введена в эксплуатацию первая очередь теплоэлектроцентрали в составе четырех энергетических котлов типа ТП-46А производительностью по 220 т/ч на высокие параметры пара, изготовленных Таганрогским котельным заводом, и трех паровых турбин — одна чисто конденсационная типа ВК-50-3 и 2 турбины теплофикационные типа ВПТ-50-2 единичной мощностью по 50 МВт, изготовленные Ленинградским металлическим заводом (табл. 116, 117). Станция размещена в северо-восточной части Петропавловска в промышленной зоне, в 600 м от завода сельскохозяйственных машин и в 2,5 км от селитебной территории города. Источник технического водоснабжения — р. Ишим. Система водоснабжения выполнена оборотной с использованием в качестве охладителя оз. Белое площадью 1,2 км². Подвод и отвод циркуляционной воды осуществляются по каналам длиной по 4 км.

Быстрый рост потребления электрической энергии данного района вызвал необходимость расширения станции конденсационными агрегатами, поэтому вторая очередь мощностью 300 МВт введена в эксплуатацию практически сразу после первой в 1964—1970 гг. На станции были установлены 2 паровые конденсационные турбины типа ВК-50, изготовленные чехословацкой фирмой «Шкода», и 2 турбины типа ВК-100-6 ЛМЗ. В котельном отделении установлены 7 паровых котлов общей производительностью 1540 т пара в час — один № 5 типа ТП-46-А, 2 котла № 6 и 7 фирмы «Брно» и 4 — типа БКЗ-220-100Ф, все котлы — на параметры пара 100 кгс/см² и 540°С (см. табл. 116). В 1981 и 1983 гг. чехословацкие котлы были заменены на котлы отечественного производства типа БКЗ-220-100Ф.

С вводом второй очереди электрическая мощность станции достигла 450 МВт, а суммарная паропроизводительность котлов составила 2420 т/ч. Проектные показатели станции следующие [51]: удельные капиталовложения — 137 руб /кВт, удельный расход топлива на выработку электроэнергии — 356 г/кВт·ч, на отпуск тепла — 169 кг/Гкал, расход электроэнергии на собственные нужды станции на производство электроэнергии — 8,02%, численность промышленно-производственного персонала — 812 чел., в том числе эксплуатационного — 459.

Дальнейшее развитие электростанции шло за счет установки энергетического и водогрейных котлов, реконструкции турбоагрегатов с целью перевода их на работу в теплофикационный режим. За период с 1977 по 1986 г. на ТЭЦ установлено 4 водогрейных котла типа КВГМ-100 суммарной производительностью 400 Гкал/ч и реконструированы все турбины кроме первой. За счет этого увеличена мощность турбоагрегатов № 2 и 3 на 10 МВт каждый, турбины № 4 и 5 из конденсационных реконструированы в проти-

Таблица 116. **Характеристика котельных агрегатов Петропавловской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла $\frac{\text{брутто}}{\text{нетто}}$, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	ТП-46, ТКЗ, «Красн. котельщик»	1959	1961	220	100	540	88,32/81,76	156 137
2	ТП-46А, ТКЗ »	1961	1962	220	100	540	87,94/81,41	159 437
3	ТП-46А, ТКЗ »	1962	1962	220	100	540	87,52/80,31	154 682
4	ТП-46А, ТКЗ »	1963	1963	220	100	540	87,15/81,37	165 999
5	ТП-46А, ТКЗ	1963	1964	220	100	540	89,36/83,11	144 021
6	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1981	1982	220	100	540	86,25/80,13	22 152
7	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1983	1983	220	100	540	87,15/81,06	15 210
8	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1966	1967	220	100	540	87,45/81,01	113 833
9	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1966	1968	220	100	540	88,12/81,92	111 870
10	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1967	1969	220	100	540	88,98/82,07	102 127
11	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1968	1970	220	100	540	88,97/79,98	94 517
12	БКЗ-220-100Ф, БКЗ	1973	1974	220	100	540	88,71/82,17	78 025
13	КВГМ-100, Дорогобужский завод	1976	1977	100*				5403
14	КВГМ-100 »	1978	1978	100*				5455
15	КВГМ-100 »	1979	1979	100*				2008
16	КВГМ-100 »		1986	100*				

* Гкал/ч.

Таблица 117. **Характеристика турбоагрегатов Петропавловской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод (фирма)-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	К-50-90 (ВК-50-3), ЛМЗ	1961	1961	50	—	90	535	184 503
2	ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2), ЛМЗ	1961	1962	60	164	90	535	169 510
3	ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2), ЛМЗ	1962	1963	60	164	90	535	169 389
4	Р-33-90/1,3 (ВК-50) «Шкода» ЧССР	1961	1064	33	80	90	535	148 717
5	Р-33-90/1,3(ВК-50) »	1961	1965	33	80	90	535	139 167
6	Т-76-90/2,3 (ВК-100-6), ЛМЗ	1966	1967	76	148,4	90	535	148 089
7	Т-76-90/2,3 (ВК-100-6), ЛМЗ	1968	1969	76	148,4	90	535	136 038

ьодавленческие со снижением электрической мощности до 33 МВт, турбины № 6 и 7 типа К-100-90 реконструированы и переведены на работу в теплофикационный режим со снижением установленной электрической мощности каждой на 14 МВт. Реконструкция турбин позволила получить дополнительно 528 Гкал/ч тепловой мощности. На конец 1986 г. установленная мощность Петропавловской ТЭЦ-2 составила: электрическая — 388 МВт, тепловая — 1184,8 Гкал/ч, в том числе 400 Гкал/ч по водогрейным котлам. Однако недостаточное проходное сечение запорной арматуры на регулируемом теплофикационном отборе турбин № 6, 7 ограничивает располагаемую тепловую мощность каждой из них до 106 Гкал/ч. Поэтому в настоящее время располагаемая мощность отборов турбин ниже установленной на 84,8 Гкал/ч и составляет 700 Гкал/ч [52].

На станции сжигается в основном экибастузский уголь зольностью на рабочую массу около 43%. Мазут сжигается на водогрейных и частично на энергетических котлах в качестве растопочного топлива и для подсветки. Удельный вес его в суммарном расходе топлива за последние 5 лет колебался от 32 до 11,8%.

Охлаждение конденсаторов турбин, как отмечалось выше, осуществляется по оборотной схеме из оз. Белое. Вода озера характеризуется высокой минерализацией, что вызывает интенсивное образование на трубках конденсаторов низкотемпературной накипи и соответственно ухудшает вакуум в конденсаторах турбин и КПД станции. Подпитка оз. Белое производится из р. Ишим. Шлакозолоудаление — гидравлическое, совместное, с помощью багерных насосов.

Станция работает параллельно с объединенными энергосистемами Казахстана, Урала и Западной Сибири. Связь с ними осуществляется по линиям электропередач на напряжение 220 и 110 кВ Петропавловск—Ишим, 110 кВ Петропавловск—Петухово—Курган, 220 кВ Петропавловск—Аврора и 500 кВ Аврора—Омск.

Петропавловская ТЭЦ-2 — основной источник электрической и тепловой энергии Петропавловского промышленного узла. За период с 1965 по 1985 г. производство электрической энергии здесь увеличилось в 1,6, а отпуск тепла — в 7,6 раза. Основное количество отпущенного тепла (более 90%) производится отработанным паром (табл. 118). От электростанции обеспечивается около 94% потребности в тепловой энергии города.

Передача тепла с ТЭЦ осуществляется по трем выводам тепломагистралей диаметром 700, 800 и 1000 мм. Схема тепловых сетей двухтрубная, тупиковая. Схема горячего водоснабжения — закрытая. Коэффициент использования установленной электрической мощности станции — один из самых высоких в Казахстане. Если средний коэффициент использования мощности тепловых электростанций Минэнерго КазССР в 1986 г. составил 64%, то по Петропавловской ТЭЦ-2 — 78%. Использование установленной электрической мощности ТЭЦ за год превышает 6 тыс. ч, тепловой — 3 [54].

Таблица 118. **Технико-экономические показатели работы Петропавловской ТЭЦ-2**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	100	250	470	470	405	388	388
тепловая, Гкал/ч	130	256,6	282,4	518	1004,8	1084,8	1184,8
В т. ч. отборов турбин	130	256,6	282,4	418	704,8	784,8	784,8
Выработка электроэнергии (всего), млн. кВт·ч	405,1	1611,9	2851,6	3080,4	2577,9	2594,9	2351,7
В т. ч. теплофикационными агрегатами	62,6	815,0	835,3	1390,7	2136,6	2260,9	2361,3
Из них на тепловом потреблении	3,3	139,4	360,0	645,7	744,8	953,6	1025,5
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	27,2	381,8	1160,9	1897,6	2288,1	2960,0	3041,2
В т. ч. отработанным паром	9,6	376,7	1027,4	1830,5	2244,7	2812,2	2918,9
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	4061	6448	6067	6554	6365	6688	6834
тепловой отборов турбин	74	1468	3638	4379	3185	3583	3870
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	500,0	421,8	412,8	395,5	378,3	379,1	377,1
тепла, кг/Гкал	199,1	192,2	186,9	183,7	184,0	186,4	187,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	10,9	8,22	7,58	8,1	7,9	7,77	7,5
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	47,4	43,5	37,5	38,4	39,4	41,5	42,3
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	92,4	98,5	97,6	98,4	95,0	96,0	96,4
мазут	7,6	1,5	2,4	1,6	5,0	4,0	3,6
Удельная численность ППП, чел/МВт	5,95	3,3	2,28	2,16	2,17	2,68	2,78

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 421,8 в 1965 г. до 377,1 г/кВт·ч в 1986 г., на отпуск тепла — с 192,2 до 187,2 кг/Гкал. Значительное снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии объясняется реконструкцией и переводом турбин на работу в теплофикационном режиме соответственно увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении. За период с 1975 по 1986 г. удельный вес выработки электроэнергии на тепловом потреблении увеличился с 8,6 до 39%. Расход электроэнергии на собственные нужды в 1986 г. составил: на производство электроэнергии — 7,5%, отпуск тепла — 42,3 кВт·ч/Гкал.

Дальнейшее развитие Петропавловской ТЭЦ-2 намечается в следующем направлении. В связи с ростом тепловых нагрузок города, а также с целью повышения экономической эффективности

работы электростанции предусматриваются реконструкция последней конденсационной турбины (№ 1) К-50-90 в Т-41-90 и перевод на работу в теплофикационном режиме.

Согласно схеме теплоснабжения Петропавловска [55], предполагается расширение станции четвертой очередью с установкой трех энергетических котлов производительностью по 420 т/ч и двух турбин типа ПТ-80/110-130 и Т-110-130. Потребуется демонтаж части устаревшего и выработавшего свой ресурс оборудования, в первую очередь турбоагрегатов № 4 и 5.

Целиноградская ТЭЦ-2 предназначена для покрытия растущих тепловых нагрузок Целинограда, располагается в северной промышленной зоне города. Согласно проекту, она должна работать по двухконтурной схеме теплоснабжения. Первый контур предусматривает работу ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 на единые тепловые сети, при этом ТЭЦ-2 покрывает базовые, а ТЭЦ-1 — пиковые тепловые нагрузки. Второй контур теплоснабжения включает собственных потребителей — главным образом жилой массив восточной части города, который обеспечивается теплом от ТЭЦ-2.

Строительство первой очереди ТЭЦ-2 началось в 1972 г. по проекту САО ВНИПИэнергопром. Первые агрегаты станции были введены в эксплуатацию в 1979 г., строительство первой очереди закончено в 1985 г.

По проекту первая очередь ТЭЦ-2 включает 4 энергетических котла типа БКЗ-420-140-5 производительностью по 420 т пара в час и 3 паровые турбины типа ПТ-80/100-130/13 номинальной мощностью по 80 МВт (табл. 119, 120) на параметры пара 130 кгс/см^2 и 545°С. Суммарная электрическая мощность ТЭЦ составила 240 МВт, тепловая отборов турбин — 736 Гкал/ч.

Основное топливо на станции — экибастузский уголь, растопочное — мазут. Разгрузочное устройство оборудовано роторным вагоноопрокидывателем для вагонов грузоподъемностью до 120 т. Склад топлива имеет емкость 120 тыс. т.

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме полного двухступенчатого обессоливания. Производительность обессоливающей установки — 180 т/ч. Производительность химводоочистки для подпитки теплосети — 1600 м^3/ч, выполнена по схеме подкисления и натрийкатионирования. Вода на химводоочистку подается из городского водопровода.

Система технического водоснабжения станции оборотная, с двумя башенными пленочными градирнями с площадью орошения по 1600 м^2. Подпитка системы охлаждения и гидрозолоудаления осуществляется из технического водопровода северной промышленной зоны города, вода для которого берется из канала Нура—Ишим.

Шлакозолоудаление — гидравлическое, совместное, оборотное.

Генераторы ТЭЦ через трансформаторы 10/110 кВ присоединены к ОРУ—110 кВ.

Подача тепла от ТЭЦ-2 в направлении ТЭЦ-1 осуществляется

Таблица 119. **Характеристика котельных агрегатов Целиноградской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-420-140-5, БКЗ	1978	1979	420	140	560	87,88/81,23	38 951
2	БКЗ-420-140-5, БКЗ	1979	1981	420	140	560		32 806
3	БКЗ-420-140-5, БКЗ	1981	1983	420	140	560		19 815
4	БКЗ-420-140-5, БКЗ	1985	1985	420	140	560		

Таблица 120. **Характеристика турбоагрегатов Целиноградской ТЭЦ-2**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ПТ-80/100-130/13, ЛМЗ	1978	1979	80	180	130	555	39 867
2	ПТ-80/100-130/13, ЛМЗ	1979	1980	80	180	130	555	31 463
3	ПТ-80/100-130/13, ЛМЗ	1981	1983	80	180	130	555	17 639

по соединительной магистрали диаметром 1000 мм, к прилегающему району — по магистралям диаметром 1000 и 700 мм.

Численность промышленно-производственного персонала — 630 чел.

За время работы электростанции удельный расход топлива на отпуск электроэнергии понизился на 113 г/кВт·ч, но остался существенно выше (на 100 г/кВт·ч), чем расчетный по проекту. Это связано с недостаточной загрузкой отборов турбин и низким удельным весом выработки электроэнергии на тепловом потреблении (табл. 121). Удельный расход топлива на отпущенное тепло на 8,5 кг/Гкал выше, чем проектный, что связано с неудовлетворительной работой энергетических котлов на высокозольном экибастузском угле. По этой причине велик удельный вес сжигаемого на станции мазута (см. табл. 121).

Проектом полного расширения Целиноградской ТЭЦ-2 предусматривается доведение ее электрической мощности до 610 МВт, тепловой — до 1470 Гкал/ч с установкой дополнительно двух турбоагрегатов типа Т-185/220-130 и четырех котлов типа БКЗ-420-140-5. Вторая очередь расширения ТЭЦ-2 включает один турбоагрегат типа Т-185/220-130 и 2 котлоагрегата типа БКЗ-420-140-5. С вводом второй очереди электрическая мощность станции составит 425 МВт, тепловая — 1070 Гкал/ч.

Компоновку главного корпуса второй очереди предусматривается выполнить аналогично первой в том же поперечнике, но с продольным расположением турбин в машинном зале. Вновь устанавливаемые котлы подключаются к действующей дымовой трубе высотой 180 м. Схема технического водоснабжения сохраняется оборотной с установкой дополнительных башенных градирен. В топливном хозяйстве потребуются установка второго вагоноопрокидывателя и второй конвейер с шириной ленты 1400 мм [56].

Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла по первой и второй очередям в среднем составят соответственно 248,2 г/кВт·ч и 177,8 кг/Гкал. Расширение ТЭЦ-2 второй очередью предусматривается до 1995 г., на полную мощность — до 2000 г.

Целиноградская ТЭЦ-1 — станция среднего давления установленной электрической мощностью 26 МВт, тепловой — 626 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 166 Гкал/ч, расположена в северо-восточной части (в северном промышленном районе) Целинограда. Это основной источник тепловой энергии для центральной и западной частей города и частично для потребителей промышленной зоны.

Первые агрегаты ТЭЦ-1 (станция строилась как ТЭЦ вагоноремонтного завода) были введены в эксплуатацию в декабре 1961 г. За период с 1961 по 1977 г. введены в эксплуатацию 4 паровых котла, 3 типа БКЗ-50-39-Ф Барнаульского котельного завода и один К-50-40 Белгородского завода паропроизводительностью 50 т/ч, 6 водогрейных котлов типа ПТВМ-100 (табл. 122). В турбинном цехе установлены 4 турбины типоразмеров АТ-6, АП-6,

Таблица 121. **Технико-экономические показатели работы Целиноградской ТЭЦ-2**

Показатели	1979 г.	1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:								
электрическая, МВт	80	160	160	160	240	240	240	240
тепловая, Гкал/ч	203	350	360	360	540	540	540	540
В т. ч. отборов турбин, Гкал/ч	203	350	360	360	540	540	540	540
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	123,1	357,8	604,8	637,2	932,6	950,8	819,7	1050,5
В т. ч. на тепловом потреблении	3,8	113,4	233,7	301,6	387,9	484,1	511,7	536,1
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	32,7	419,6	589,0	832,6	979,1	1300,2	1359,5	1335,3
В т. ч. отработанным паром	32,3	354,5	586,3	832,6	979,1	1300,2	1359,5	1335,3
Использование установленной мощности, ч/год:								
электрической	1539	2236	3780	3983	3886	3967	3540	4377
тепловой отборов турбин	159	1013	1629	2313	1813	2408	2815	2473
Удельный расход топлива на отпуск:								
электроэнергии, г/кВт·ч	444,3	380,5	369,4	352,8	352,3	356,5	333,2	327,0
тепла, кг/Гкал	184,7	184,6	182,7	184,1	183,3	187	187,8	186,5
Расход электроэнергии на собственные нужды на:								
производство электроэнергии, %	12,3	8,6	7,9	7,8	7,6	8,2	8,6	8,2
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	36,4	41,0	42,5	42,5	43,1	44,7	53,4	51,4
Структура потребляемого топлива, %:								
уголь	76,7	81,8	77,2	86,3	89,9	91,1	79,4	86,2
мазут	23,3	18,2	22,8	13,7	10,1	8,9	20,6	13,8
Удельная численность ППП, чел./МВт	—	2,41	2,47	1,75	1,8	2,04	2,22	2,62

Таблица 122. **Характеристика котельных агрегатов Целиноградской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С		
1	БКЗ-50-39Ф, БКЗ	1959	1961	50	39	450	89,47/83,6	128239
2	БКЗ-50-39Ф, БКЗ	1960	1962	50	39	450		141235
3	БКЗ-50-39Ф, БКЗ	1960	1963	50	39	450		133578
4	К-50-40, Белгородский завод	1966	1967	50	40	440		77 792
5	ПТВП-100, Бийский завод	1966	1966	100*			81,67/—	74 766
6	»	1966	1967	100*				72 436
7	ПТВП-100 »	1969	1969	100*				71 326
8	ПТВМ-100, Дорогобужский завод	1970	1971	100*			94/—	42 523
9	ПТВМ-100, Белгородский завод	1973	1973	100*				34 685
10	ПТВМ-100 »	1977	1977	100*				26 732

* Гкал/ч.

Таблица 123. **Характеристика турбоагрегатов Целиноградской ТЭЦ-1**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	ТР-4-35/1,2/0,5 (АТ-6), КТЗ	1959	1961	4	22,3	35	435	108 083
2	ПР-4-35/5/1,2 (АП-6), КТЗ	1960	1962	4	28,3	35	435	122 870
3	Р-6-35/10, КТЗ	1973	1973	6	42,4	35	435	33 708*
4	Р-12-35/5, КТЗ	1971	1972	12	73,0	35	435	80 381

* После замены ротора турбины.

Таблица 124. **Технико-экономические показатели работы Целиноградской ТЭЦ-1**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:							
электрическая, МВт	24,5*	12	18	30	26	26	26
тепловая, Гкал/ч	54	50	89,8	666	766	766	766
В т. ч. отборов турбин	42	50	89,8	166	166	166	166
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	79,5	72,8	82,8	111,1	70,4	75,2	85,4
В т. ч. на тепловом потреблении, млн кВт·ч		43,9	80,7	111,11	70,4	75,2	85,4
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	83,9	301,6	1014,1	1703,6	1613,2	1500,4	1542,7
В т. ч. отработанным паром	—	244,1	463,2	575,5	473,5	396,4	456,0
Использование установленной мощности, ч/год:							
электрической	3245	6067	4600	3703	2708	2892	3285
тепловой отборов турбин		4882	5158	3467	2852	2388	2747
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	1097	420,2	190,9	170,4	170,1	196,4	185,5
тепла, кг/Гкал	220	186,8	185,9	179,8	178,3	181,9	188,6
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	13,3	8,86	4,43	2,9	2,5	3,6	3,3
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	14,5	21,25	28,7	29,7	32,7	41,2	45,9
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	80,5	95,8	91,5	53,1	44,4	47	50,1
мазут	19,5	4,2	8,5	46,9	55,6	53	49,9
Удельная численность ППП, чел./МВт	24,4	19,7	18,5	9,6	10,96	10,58	11,23

* Вместе с энергопоездом.

Р-6-35/10 и Р-12-35/5 суммарной электрической мощностью 30 МВт, изготовленные Калужским турбинным заводом, на параметры пара 35 кгс/см² и 435°С (табл. 123). В дальнейшем паровые турбины станц. № 1 и 2 были реконструированы и переведены на работу с противодавлением, и станция вырабатывает всю электроэнергию на тепловом потреблении.

Основным видом топлива для паровых котлов является карагандинский уголь, растопочным и для водогрейных котлов — топочный мазут. Удельный вес сжигаемого на станции мазута за последние 10 лет составил около 50%.

Технико-экономические показатели работы электростанций относительно хорошие. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 420,2 г/кВт·ч в 1965 г. до 170,1 в 1980 г., а на отпуск теплоэнергии — с 186,8 до 178,3 кг/Гкал. Это связано с

выработкой электроэнергии только на тепловом потреблении, а также с тем, что около $^2/_3$ отпуска тепла производится водогрейными котлами, работающими на мазуте (табл. 124).

Перспективы развития Целиноградской ТЭЦ-1 следующие. Согласно «Схеме теплоснабжения г. Целинограда», с вводом первой очереди ТЭЦ-2 предусматривался демонтаж турбоагрегатов ТЭЦ-1, котельные агрегаты станции предполагалось использовать в качестве пиковой котельной. Однако в соответствии с «Технико-экономическими расчетами» по техническому перевооружению ТЭЦ-1 предполагается продлить срок службы основного оборудования на 5—8 лет.

3.5. ЭКИБАСТУЗСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

Районное управление энергетического хозяйства «Экибастузэнерго» организовано в сентябре 1981 г. на базе Экибастузской ТЭЦ и строящейся Экибастузской ГРЭС. Энергосистема охватывает территорию двух административных районов Павлодарской области площадью 39 км^2 с населением на 1.01.87 г. 196 тыс. чел. В состав энергосистемы входят крупнейшая в стране Экибастузская ГРЭС-1 установленной мощностью 4 млн кВт, Экибастузская ТЭЦ—12 МВт, дирекция строящейся ГРЭС-2, электросетевые объекты напряжением 500 кВ и ниже.

На 1.01.87 г. располагаемая электрическая мощность электростанций системы составила 3555 МВт, а выработка электроэнергии за 1987 г. достигла 21,3 млрд кВт·ч. Энергосистема электроизбыточна, потребление ее составляет всего около 13% произведенной электроэнергии. Остальная часть передается в другие энергосистемы Северного и Центрального Казахстана, Сибири и Урала. Общая протяженность линий электропередач энергосистемы составляет 6003 км, в том числе на напряжение 110—500 кВ — 1451.

Технико-экономические показатели развития и функционирования энергосистемы представлены в табл. 125. Ввиду того что основную мощность энергосистемы представляет Экибастузская ГРЭС-1, неудовлетворительная с начала эксплуатации ее работа сказывается на технико-экономических показателях всей энергосистемы. Это обусловлено ненадежной работой и высокой аварийностью основного и вспомогательного оборудования, а также другими факторами.

Рассмотрим характеристику и показатели работы электростанций энергосистемы.

Экибастузская ТЭЦ — станция на средние параметры пара, располагается в южной части г. Экибастуза и предназначена для электро- и теплоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей города угольщиков.

Строительство станции началось в 1952 г. в районе сооружения разрезов по открытой добыче экибастузского каменного угля и

Таблица 125. **Показатели развития Экибастузской энергосистемы**

Показатели	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Количество электростанций	2	2	2	2	2	2
Установленная мощность электростанций, МВт	1518	2518	3518	4018	4018	4012
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	5475,8	6544,4	11 530,7	13 954,8	18 927,9	21 295,2
Использование установленной мощности, ч/год	3607	2599	3278	3473	4710	5308
Количество паротурбинных ТЭС	2	2	2	2	2	2
Установленная мощность ТЭС:						
электрическая, МВт	1518	2518	3518	4018	4018	4012
тепловая отборов турбин, Гкал/ч	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Выработка электроэнергии на ТЭС, млн кВт·ч	5475,8	6544,4	11 530,7	13 954,8	18 927,9	21 295,2
В т. ч. на тепловом потреблении	31,5	30,4	25,5	33,5	36,1	48,2
Отпуск тепла от ТЭС, тыс. Гкал	960,2	996,5	1032,0	1253,6	1339,5	1507,0
В т. ч. отработанным паром	186,4	197,3	142,6	235,5	186,3	200,4
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/(кВт·ч)	368,0	366,2	364,6	367,5	361,6	355,3
тепла от ТЭС, кг/Гкал	183,4	186,6	186,8	188,0	187,0	185,0
Собственные нужды электростанций на:						
производство электроэнергии, %	6,39	5,4	5,4	5,8	5,2	5,2
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	34,8	45,6	45,2	48,3	47,6	46,4

осуществлялось комбинатом «Карагандауголь» по проекту ВНИПИ Укргипрошахт.

Первая очередь станции в составе четырех паровых котлов типа БКЗ-50-39Ф и ЦКТИ-75-39Ф на средние параметры пара и трех паровых турбин типа АТ-6-35 введена в эксплуатацию в 1956—1959 гг. (табл. 126, 127). Электрическая мощность станции составила 18 МВт, тепловая отборов турбин — 53 Гкал/ч.

Дальнейшее развитие станции шло в направлении увеличения ее тепловой мощности за счет сооружения паровых и водогрейных котлов. В 1973—1974 гг. введена в эксплуатацию вторая очередь расширения ТЭЦ в составе двух паровых котлов типа БКЗ-75-39Ф, а в 1979—1981 гг. вошли в строй действующих еще 3 паровых котла такой же единичной мощности (третья очередь станции). Общая паропроизводительность котлов Экибастузской ТЭЦ достигла 575 т/ч.

В настоящее время сооружается четвертая очередь станции в составе 5 водогрейных котлов типа КВТК-100-150 единичной мощностью по 100 Гкал/ч на экибастузском угле, 3 котла уже установлены, а 2 находятся в стадии строительства.

Первоначально основным топливом на станции был мазут.

Таблица 126. **Характеристика котельных агрегатов Экибастузской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель	Год		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы		Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	БКЗ-50-39Ф, Барнаульский котельный завод	1952	1956	50	39	450	144 881
2	БКЗ-50-39Ф »	1954	1957	50	39	450	115 902
3	БКЗ-50-39Ф »	1955	1958	50	39	450	87 858
4	ЦКТИ-50-39Ф »	1956	1959	50	39	450	99 887
5	БКЗ-75-39ФБ »	1972	1973	75	39	440	52 735
6	БКЗ-75-39ФБ »	1973	1974	75	39	440	40 136
7	БКЗ-75-39ФБ »	1978	1979	75	39	440	20 697
8	БКЗ-75-39ФБ »	1979	1980	75	39	440	21 075
9	БКЗ-75-39ФБ »	1980	1981	75	39	440	15 842
10	КВТК-100-50, Белгородский котельный завод	1981	1985	100*			8936
11	КВТК-100-150 »	1983	1986	100*			553

* Гкал/ч.

Таблица 127. **Характеристика турбоагрегатов Экибастузской ТЭЦ**

Станц. №	Типоразмер турбин, завод-изготовитель	Год		Номинальная мощность		Параметры пара		Время наработки на 1.01.86 г., ч
		изготовления	начала работы	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см²	Температура, °С	
1	Т-6-35 (АТ-6), Невский машиностроительный завод им. В. И. Ленина	1953	1956	6	30	35	435	155 856
2	Т-6-35 (АТ-6) »	1954	1957	6	30	35	435	153 628
3	Т-6-35 (АТ-6) »	1956	1958	6	30	Демонтирована в 1986 г.		

В 1959 г. Экибастузская ТЭЦ одной из первых начала сжигать экибастузский уголь марки СС. До 1962 г. электростанция отпускала потребителям только электроэнергию, с вводом в 1962 г. тепломагистрали стала выдавать городу тепло на коммунально-бытовые нужды. В настоящее время удельный вес жилого фонда г. Экибастуза, охваченного теплоснабжением от ТЭЦ, составляет 96%.

С 1964 г. ТЭЦ начала работать параллельно с Павлодарской энергосистемой, а в 1966 г. было завершено строительство линии электропередач на напряжение 220 кВ, соединявшей ТЭЦ с электростанциями «Павлодарэнерго».

В целях повышения эффективности работы ТЭЦ в 1970—1971 гг. была проведена реконструкция паровых турбин № 1 и 2, позволившая увеличить расход пара из нерегулируемого отбора на пиковые бойлера.

В 1972 г. были повторно реконструированы турбины № 1 и 2, а в 1973 г.— № 3 и переведены на работу с ухудшенным вакуумом для подогрева сетевой воды в конденсаторах турбин, что повысило эффективность их работы и увеличило тепловую мощность каждой на 14,3 Гкал/ч.

В дальнейшем все паровые турбины были реконструированы еще раз в целях увеличения расхода пара через проточную часть до 70 т/ч, усовершенствованы и генераторы турбин с увеличением электрической мощности до 7,2 МВт, заменено устаревшее оборудование топливоподачи.

Из-за отсутствия запасных частей в 1986 г. паровая турбина станц. № 3 была демонтирована. В настоящее время на станции установлено 9 паровых котлов суммарной паропроизводительностью 575 т/ч, 2 водогрейных котла общей производительностью 200 Гкал/ч и 2 паровые турбины электрической мощностью 12 МВт. Тепловая мощность отборов турбин — 60 Гкал/ч.

Основным видом топлива на станции служит экибастузский уголь, марки СС I группы. Схема гидрозолоудаления — совместная, оборотная, осуществляется гидравлическим способом. Система технического водоснабжения оборотная, с охлаждением воды в подводящем канале. Источником воды на ТЭЦ является канал Иртыш—Караганда.

Котлоагрегаты № 1—4 подключены к дымовой трубе высотой 120 м, все остальные — к дымовой трубе высотой 180 м.

Станция работает по тепловому графику 150/70°С. Присоединенная к ТЭЦ тепловая нагрузка города составляет 509 Гкал/ч. Максимум тепловой нагрузки за 1986 г. составил 347 Гкал/ч. Около 18% суммарного отпуска от ТЭЦ тепла выдается промышленным потребителям в виде пара.

Основные технико-экономические показатели Экибастузской ТЭЦ приведены в табл. 128.

За период с 1965 по 1986 г. отпуск тепла от ТЭЦ возрос в 30 раз, а отпуск отработанным паром — только в 4 раза. Следовательно,

основная часть тепловой энергии (около 87%) отпускается потребителям непосредственно от паровых и водогрейных котлов.

В последние 10 лет практически вся электроэнергия вырабатывалась на тепловом потреблении. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 668 г/кВт·ч в 1965 г. до 211,5 в 1978 г., на отпущенное тепло — с 198 до 180,8 кг/Гкал за счет мероприятий, повышающих тепловую эффективность работы электростанции.

Таблица 128. **Технико-экономические показатели работы Экибастузской ТЭЦ**

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная мощность:						
электрическая, МВт	18	18	18	18	18	12
тепловая, Гкал/ч	—	—	192	320	568	568
В т. ч. отборов турбин	68,4	70,8	82	90	90	60
Располагаемая электрическая мощность, МВт	—	18	—	12	—	10
Выработка электроэнергии (всего), млн кВт·ч	49,1	84,4	84,8	58,5	33,5	36,3
В т. ч. на тепловое потребление		41,7	76,5	54,7	33,5	33,5
Отпуск тепловой энергии (всего), тыс. Гкал	46,7	189,4	525,0	748,0	1258,0	1424
В т. ч. отработанным паром	46,7	188,1	447,8	297,3	183,6	185,7
Использование установленной мощности, ч/год:						
электрической	2730	4688	4713	3247	1863	2269
тепловой отборов турбин	692	2656	5461	3303	1999	3095
Удельный расход топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/кВт·ч	668,0	493,2	299,5	252,9	350,8	350,4
тепла, кг/Гкал	198,0	192,7	182,2	180,7	187,5	184,2
Расход электроэнергии на собственные нужды на:						
производство электроэнергии, %	—	8,7	7,2	7,6	10,0	10,0
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	—	34,2	30,3	39,4	48,0	46,9
Структура потребляемого топлива, %:						
уголь	—	97,6	97,5	93,8	78	91,7
мазут	—	2,4	2,5	6,8	22	8,3
Удельная численность ППП, чел/МВт	—	12,4	14,2	—	30,44	4,7

Необходимо отметить, что в последующие годы технико-экономические показатели работы ТЭЦ ухудшились. За период с 1978 по 1986 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии возрос на 38,9 г/кВт·ч, на отпуск тепла — на 3,4 кг/Гкал. Собственные нужды электростанций на производство электроэнергии возросли с 7 до 10%. Удельный расход мазута увеличился с 1,6% в 1978 г. до 22 в 1985 г. Ухудшение технико-экономических показателей работы станции объясняется физическим износом оборудования и повышением зольности сжигаемого на ТЭЦ экибастузского угля.

По данным «Союзтехэнерго» [64], состояние основного оборудования ТЭЦ, за некоторым исключением, удовлетворительное.

В результате технико-экономических расчетов по техническому перевооружению и реконструкции ТЭЦ, выполненных Павлодарским ОКП САО ВНИИэнергопром [74], предлагаются следующие направления развития и функционирования ТЭЦ:

— установка двух водогрейных котлов типа КВТК-100-150 до 1990 г.;

— к 1990 г.— демонтаж паровых турбин;

— перевод энергетических котлов на пониженное давление (14 кгс/см^2);

— к 1995 г. демонтаж четырех котлов станц. № 1—4.

Таким образом, за 1990 г. Экибастузская ТЭЦ-1 будет переведена на работу в режим районной котельной.

Экибастузская ГРЭС-1. Технический проект разработан Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект в соответствии с заданием на проектирование, утвержденным Минэнерго СССР от 25 июня 1968 г. Строительство станции началось в 1975 г., в апреле 1980 г. пущен первый энергоблок. В конце 1984 г. введен в эксплуатацию последний, восьмой блок, и установленная мощность станции достигла 4000 МВт.

ЭГРЭС-1 — первая электростанция Экибастузского топливно-энергетического комплекса, предназначается для обеспечения растущих потребностей в электроэнергии Северного и Центрального Казахстана, а также для передачи электроэнергии на Урал и в Сибирь.

На Экибастузской ГРЭС-1 установлены 8 моноэнергоблоков мощностью по 500 тыс. кВт в составе котлоагрегата Подольского машиностроительного завода типа Пп-1650-255 (станц. № 1,2—П-57-3, № 3—8П-57-3М), турбины типа К-500-240-2 Харьковского турбогенераторного и Ленинградского металлического заводов, генераторы № 1—4 типа ТГВ-500-2 и № 5—8—ТВВ-500-2 (табл. 129, 130). Котельный агрегат П-57-3 однокорпусный, прямоточный, Т-образной компоновки, паропроизводительностью 1650 т/ч на параметры пара 255 кгс/см^2 и 545/545°С с промежуточным перегревом пара, запроектированный для сжигания экибастузского угля.

На станции установлены 3 турбоагрегата К-500-240-2 ХТГЗ и 5 турбоагрегатов ЛМЗ, однотипные турбины представляют собой одновальные четырехцилиндровые агрегаты с четырьмя выхлопами и двумя конденсаторами.

Турбина имеет промежуточный перегрев пара на давление 37,2 кгс/см^2, 9 нерегулируемых отборов для регенерации и подачи отборного пара на деаэратор и турбопривод питательного насоса. Кроме этого, из нерегулируемых отборов возможен отпуск пара на собственные нужды станции — на калориферы котлов (до 35 т/ч) и теплофикационную установку (до 25 Гкал/ч). При расходе свежего пара на турбину 1650 т/ч для гарантийного режима при

Таблица 129. **Характеристика котельных агрегатов Экибастузской ГРЭС-1**

Станц. №	Типоразмер котла, завод-изготовитель,	Год изготовления	Год начала работы	Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара острого/промперегрева: Давление, кгс/см²	Параметры пара острого/промперегрева: Температура, °С	КПД котла брутто/нетто, %	Время наработки на 1.01.86 г., ч
1	П-57-3, Подольский машиностроительный завод им. С. Орджоникидзе	1977	1980	1650	255/40,7	545/545		30 880
2	П-57-3 »	1978	1980	1650	255/40,7	545/545		24 461
3	П-57-3М »	1979	1981	1650	255/40,7	545/545		28 290
4	П-57-3М »	1980	1982	1650	255/40,7	545/545	90,6	21 277
5	П-57-3М »	1980	1982	1650	255/40,7	545/545	82,5	18 100
6	П-57-3М »	1981	1983	1650	255/40,7	545/545		13 761
7	П-57-3М »	1981	1083	1650	255/40,7	545/545		12 830
8	П-57-3М »	1981	1984	1650	255/40,7	545/545		8 479
				~~1650~~	~~255/40,7~~	~~545/545~~		

Таблица 130. **Характеристика турбоагрегатов Экибастузской ГРЭС-1**

Станц. №	Типоразмер турбины, завод-изготовитель	Год изготовления	Год начала работы	Номинальная мощность, МВт	Параметры пара острого/промперегрева: Давление, кгс/см²	Параметры пара острого/промперегрева: Температура, °С	Время наработки на 1.01.86 г., ч
1	К-500-240-2, ХТГЗ	1978	1980	500	240/37,3	510/540	30 880
2	К-500-240-2, ХТГЗ	1979	1980	500	240/37,3	540/540	24 461
3	К-500-240-2, ХТГЗ	1980	1981	500	240/37,3	540/540	28 290
4	К-500-240-2, ЛМЗ	1980	1082	500	240/37,3	540/540	21 277
5	К-500-240-2, ЛМЗ	1981	1982	500	240/37,3	540/540	18 100
6	К-500-240-2, ЛМЗ	1981	1983	500	240/37,3	540/540	13 761
7	К-500-240-2, ЛМЗ	1981	1983	500	240/37,3	540/540	12 830
8	К-500-240-2, ЛМЗ	1983	1984	500	240/37,3	540/540	8 479

температуре охлаждающей воды 15°С, выключенной теплофикации и калориферах мощность турбины — 534,7 МВт [79].

Площадка для строительства ГРЭС расположена на северном берегу оз. Женгельды в 16 км от г. Экибастуза. В качестве топлива для станции выделен уголь пласта № 3 Иртышского разреза 5/6 Экибастузского месторождения с зольностью 39%, теплотворной способностью 3900 ккал/кг.

Система топливоподачи ГРЭС состоит из двух самостоятельных топливных хозяйств, включающих разгрузочное устройство с двумя вагоноопрокидывателями, четырехблочное дробильное устройство, ленточные конвейеры с узлами пересыпки, склад топлива с недельным запасом. Каждое топливное хозяйство рассчитано на подачу 50% объема потребляемого топлива и имеет отдельный ввод в главный корпус. Пылеприготовление—индивидуальное. На каждый котел установлено 8 пылесистем с прямым вдуванием, работающим под давлением. Каждая пылесистема включает молотковую мельницу типа ММТ-2600/2550/590, пылевой сепаратор СПУ-ММТ-4000-1700, скрепковый питатель угля СПУ-900-7000 и работает на 3 горелки котла. Все котлы подключены к двум дымовым трубам высотой 300 и 320 м.

Очистка дымовых газов от летучей золы предусмотрена двухступенчатой, комбинированными улавливающими установками: первая ступень — 4 скруббера типа ЦС-ВТИ, вторая ступень — два 4-польных электрофильтра типа ЭГЗ-4-265-04 высотой 12,5 м. Общий проектный КПД золоочистки — 99,5% [79].

Система шлакоудаления — гидравлическая, совместная, прямоточная: шлаковая пульпа из котлов и золовая из скрубберов с помощью эрлифтов поднимается в каналы ГЗУ электрофильтров на отметку 21,8 м, оттуда по двум трубопроводам самотеком поступает в 2 магистральных золопровода диаметром 1200 мм и транспортируется в золоотвалы.

Золоотвал (емкостью 3 млрд м^3) размещается в котловине горько-соленого оз. Карасор на расстоянии 22 км от станции. Для борьбы с пылением золоотвала предусматривается замыв отработанной части пляжа грунтом с помощью земснаряда.

Схема технического водоснабжения принята оборотной с наливным водохранилищем, созданным путем заполнения котловины горько-соленого оз. Женгельды. Площадь зеркала водохранилища — 18,9 км^2, объем — 86 млн м^3. Источником воды является канал Иртыш—Караганда. Химводоочистка принята по схеме трехступенчатого полного химического обессоливания с предварительным известкованием, производительность — 380 т/ч.

Компоновка главного корпуса имеет следующие особенности. Здание главного корпуса 3-пролетное, закрытое. Размеры пролетов машзала — 51 м, котельного отделения со встроенной деаэраторной этажеркой — 51 м, помещение топливоподачи — 15 м, скрубберный пролет — 24 м, помещение ТММ — 24 м. Длина ячеек блока — 60 м. Общая длина главного корпуса — 549 м (46 осей) [78]. Располо-

жение турбогенераторов в машинном зале поперечное, оси котлов и турбин блока совпадают. Блочные щиты управления на каждые 2 блока имеют центральное расположение по отношению к обслуживающим блокам.

Проектные технико-экономические показатели ГРЭС-1 следующие [78, 79]:

— установленная мощность	— 4000 МВт
— использование установленной мощности	— 6800 ч/год
— удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	— 336 г/кВт·ч
— расход электроэнергии на собственные нужды	— 4,69%
— удельная численность ППП (всего)	— 0,401 чел/МВт
в т. ч. эксплуатационного	— 0,168 чел/МВт
— удельные капиталовложения	— 120,15 руб/кВт
— годовой расход топлива	— 15,621 млн т н. т.

Как отмечалось выше, строительство станции началось в 1975 г. Первые 2 энергоблока планировалось ввести в эксплуатацию в 1979 г., однако из-за крайне медленных темпов строительства, обусловленных хроническим дефицитом рабочей силы и большой текучестью кадров вследствие отсутствия жилья, первый энергоблок был введен в промышленную эксплуатацию 31 марта 1980 г. Первый блок монтировался в общей сложности 14 месяцев, второй — 10, третий — 8, четвертый — 7, т. е. в 2 раза быстрее, чем первый блок [80]. Последний, восьмой энергоблок пущен в работу в 1984 г.

Технико-экономические показатели работы Экибастузской ГРЭС-1 представлены в табл. 131.

На конец 1986 г. располагаемая мощность ГРЭС-1 составила 3550 МВт, а выработка электроэнергии достигла 21,26 млрд кВт·ч. Доля Экибастузской ГРЭС-1 в балансе выработки электроэнергии ТЭС Минэнерго СССР составила 28,9%. Однако плановое задание по выработке электроэнергии недовыполнено на 0,6 млрд кВт·ч (см. табл. 131).

Основными причинами невыполнения плана явились [75]: неудовлетворительная работа золоулавливающих установок, что привело к интенсивному износу проточной части тягодутьевых машин; перепростой в среднем ремонте энергоблока № 4, в текущем ремонте энергоблока № 5, аварийный ремонт энергоблока № 3; низкое качество ремонта вспомогательного обрудования; невозможность передачи электроэнергии в «Целинэнерго» и «Кустанайэнерго» из-за ограничений пропускной способности линий электропередач.

Показатели топливоиспользования в 1986 г. были существенно лучше, чем в прошлые годы. Однако перерасход удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии составил 12,2 г/кВт·ч по сравнению с нормативным. Высокими являются расход электроэнергии на собственные нужды станции и численность промышленно-производственного персонала. Таким образом, технико-экономические

Таблица 131. **Технико-экономические показатели работы Экибастузской ГРЭС-1**

Показатели	1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.
Установленная электрическая мощность, МВт	1000	1500	2500	3500	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	2043,8	5444,3	6514,0	11 505,2	13 921,2	18 894,4	21 258,9
Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	308,7	211,2	135,5	116	43,7	81,5	70,0
Использование установленной мощности, ч/год	2044	3630	2606	3287	3482	4724	5315
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии, г/кВт·ч	380,6	368	366	364,6	367,5	361,7	355,3
тепла, кг/Гкал	174,2	176,2	178,3	178,8	179,2	179,4	179,6
Расход электроэнергии на собственные нужды на:							
производство электроэнергии, %	5,23	5,08	5,42	5,37	5,75	5,18	5,18
отпуск тепла, кВт·ч/Гкал	Нет данных			38,4	39,0	40,0	—
Структура потребляемого топлива, %:							
уголь	91,8	90,0	89,4	95,2	97,0	96,2	96,3
мазут	8,2	10,0	10,6	4,8	3,0	3,8	3,7
Средняя фактическая зольность угля, %	—	42,4	44,2	43,4	44,3	44,4	41,4
Среднегодовая нагрузка одного блока, МВт	374	359	343	351	353	398	393,3
Годовой недоотпуск электроэнергии, против плана, млрд кВт·ч	—	0,77	2,6	1,49	1,28	0,97	0,6
Себестоимость отпущенной электроэнергии, коп/10кВт·ч	8,65	8,77	10,98	9,45	10,29	7,63	6,95
Удельная численность ППП, чел/МВт	1,86	1,87	1,41	1,23	0,94	0,78	0,74

показатели работы электростанции пока еще существенно хуже проектных.

Необходимо отметить, что за все эти годы на станции наблюдались существенный разрыв между установленной и располагаемой мощностью и недовыработка электроэнергии, значительный перерасход топлива и расход электроэнергии на собственные нужды. Это обусловлено ненадежной работой и высокой аварийностью основного и вспомогательного оборудования из-за низкого качества его изготовления, монтажных и ремонтных работ, высокой текучести рабочих кадров, недостаточно высокого уровня квалификации эксплуатационного персонала, более высокой по сравнению с проектной зольностью сжигаемого на станции топлива. Поэтому главная задача в работе ЭГРЭС — повышение надежности и экономичности работы станции.

В целом по электростанциям Северного и Центрального Казахстана необходимо отметить следующее.

За последние 20 лет в электроэнергетике региона значительно вырос технический уровень производства электроэнергии. Увеличилась единичная мощность агрегатов и станции в целом, в структуре основного оборудования ТЭС значительно повысился удельный вес наиболее экономичных котло- и турбоагрегатов на параметры пара 130 и 240 кгс/см^2. За период с 1970 по 1985 г. средняя мощность паротурбинных электростанций увеличилась со 162 до 482 МВт, причем 87% установленной мощности ТЭС размещается на электростанциях с единичной мощностью свыше 300 МВт.

На конец 1985 г. на 22 электростанциях региона находилось в эксплуатации 148 паровых котлов общей паропроизводительностью 48 930 т/ч и 105 паровых турбин суммарной электрической мощностью 10 592,5 МВт. Средняя производительность котлоагрегата составила 331 т/ч, средняя мощность турбины — 101 МВт. За период с 1970 по 1985 г. средняя единичная мощность турбоагрегатов возросла в 2,3 раза.

Котлоагрегаты на повышенные и сверхкритические параметры пара (140 и 250 кгс/см^2) занимают 65,2%, на высокие (100 кгс/см^2) — 29,2% и на средние — 5,6% от суммарной паропроизводительности.

Турбины единичной мощностью 300 МВт и выше составляют 60,5%, от 100 до 200 МВт — 13,4 и менее 25 МВт — 1,8% от суммарной мощности. Основная мощность турбин (78,1%) имеет начальные параметры пара на 130 и 240 кгс/см^2, и только 2,3% общей мощности имеет средние параметры пара.

Конденсационные турбины занимают по мощности 65,6%, по количеству — 22,9%, турбины типа Т — 16,5 и 23,8, типа ПТ и П — 13,6 и 24,8 и типа Р — 4,3 и 27,6% от всего количества.

Свыше 26 лет в эксплуатации находятся 18 турбоагрегатов суммарной мощностью 544 МВт, и более 71% мощности турбин эксплуатируется менее 16 лет.

Рост единичной мощности основного энергетического оборудования и станций в целом, повышение начальных параметров пара позволили существенно улучшить технико-экономические показатели производства тепла и электроэнергии. За период с 1970 по 1985 г. на электростанциях региона, находящихся в подчинении Минэнерго КазССР, удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился на 44 г/кВт·ч (с 403,8 до 359,5 г/кВт·ч), а на отпуск тепла от ТЭЦ уменьшился с 185 до 181,4 кг/Гкал (см. табл. 60). Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций на производство электроэнергии снизился с 8,14 до 6,34%.

Однако необходимо учесть, что удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии в регионе существенно выше, чем по республике в целом. Например, в 1985 г. удельный расход топлива на отпуск электроэнергии был на 10,2 г/кВт·ч, а на отпуск тепла на 2,1 кг/Гкал выше, чем в среднем

по республике. Это объясняется меньшим удельным весом выработки электроэнергии на тепловом потреблении в регионе, высоким удельным весом сжигаемого на станциях твердого топлива, в основном высокозольного экибастузского и борлинского угля. Кроме этого, на ряде ТЭС региона имеет место значительный перерасход топлива на отпуск электроэнергии по сравнению с нормативным (в 1985 г. на Джезказганской ТЭЦ — 89,18 г/кВт·ч, Карагандинской ГРЭС-1 — 114,5, Петропавловской ТЭЦ-2 — 41,17, Балхашской ТЭЦ — 39,78 [54]) из-за неудовлетворительного технического состояния и плохой работы оборудования станции.

3.6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Северный и Центральный Казахстан обеспечивается электроэнергией от пяти районных энергетических систем, охватывающих в основном отдельные административно-территориальные зоны. Все эти энергосистемы входят в Объединенную энергетическую систему (ОЭС) Казахстана, которая имеет тесные межсистемные связи с ОЭС Урала и Сибири и является частью Единой энергетической системы (ЕЭС) страны.

Энергосистемы региона не равноценны как по охватываемой ими территории, количеству проживающего на ней населения, так и по энергетическим показателям: электрической мощности, производству и потреблению электрической и тепловой энергии.

Таблица 132. **Сравнительные показатели районных энергосистем, % от суммарных по региону**

Энергосистема	Территория	Население	Мощность электростанций	Электроэнергия		Отпуск тепла
				выработка	потребление	
Всего по региону	100	100	100	100	100	100
В т. ч.						
«Карагандаэнерго»	43,3	29,5	20,0	20,6	36,1	31,9
«Кустанайэнерго»	22,6	21,7	1,5	1,2	15,8	14,2
«Павлодарэнерго»	8,9	11,6	32,8	36,1	21,6	32,2
«Целинэнерго»	21,3	34,0	6,4	6,6	20,9	17,9
«Экибастузэнерго»	3,9	3,2	39,3	35,5	5,6	3,8

В 1985 г. наибольшей по территории была Карагандинская энергосистема (43,3% всего региона), по населению — Целинная (34), по мощности электростанций — Экибастузская (39,2), по выработке электроэнергии — Павлодарская (36.1), по потреблению электроэнергии и отпуску тепла — Карагандинская (36,1 и 31,9%). Удельный вес районных энергосистем по каждому из этих показателей дается в табл. 132.

Три энергосистемы — Карагандинская, Целинная и Кустанайская — являются электродефицитными. За счет своих электростанций они обеспечивают только часть потребности в электроэнергии, например в 1985 г.— соответственно 61,7; 34,1 и 8,2%. Остальная потребность покрывалась электроэнергией из других энергосистем региона и ОЭС Урала. Павлодарская и Экибастузская энергосистемы электроизбыточны — не только обеспечивают свои потребности в электроэнергии, но и передают значительное ее количество (в 1985 г.— 24,7 млрд кВт·ч) в другие энергосистемы региона, республики и сопредельные районы РСФСР. Для распределения и

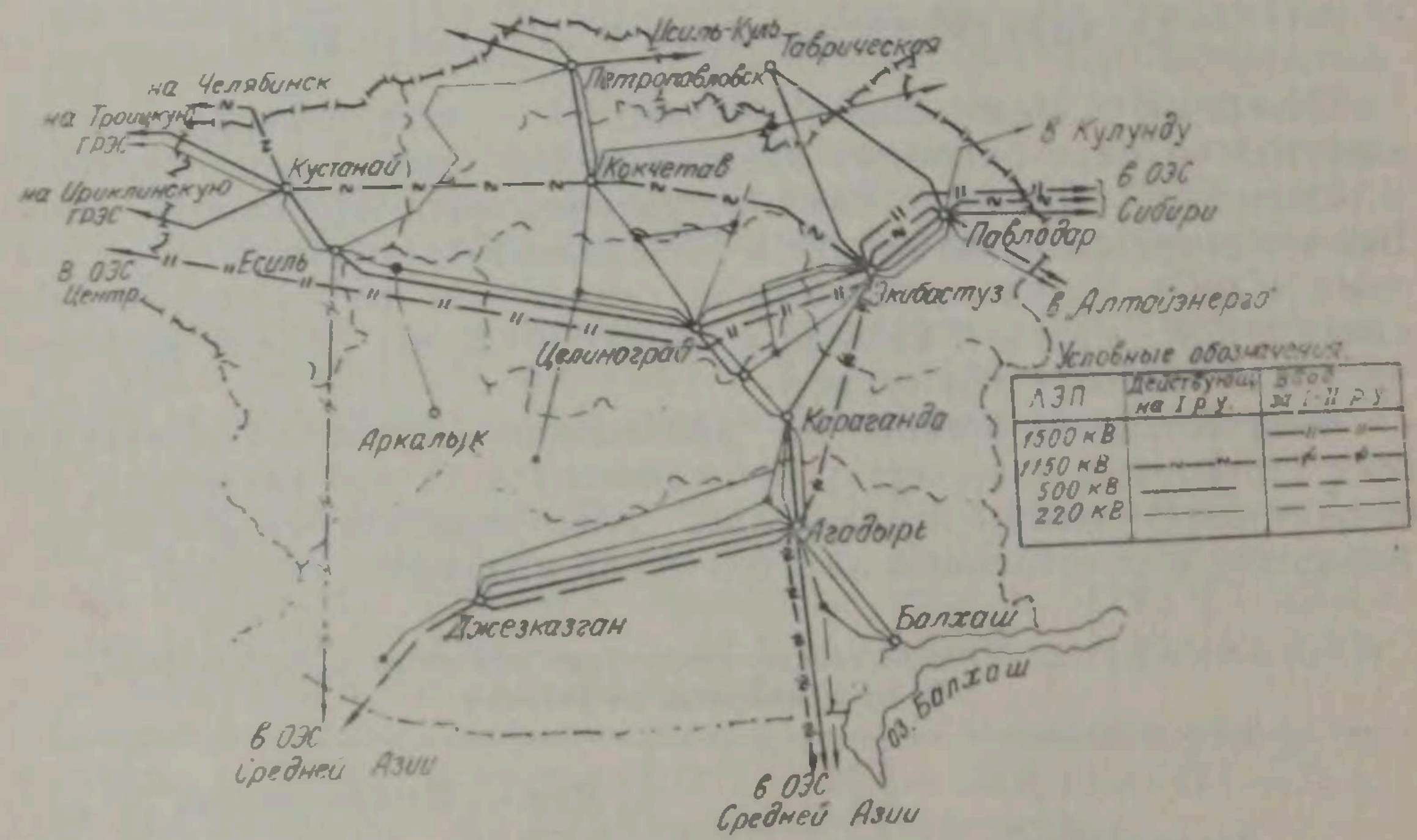


Рис. 3. Карта-схема линий электропередач напряжением 220 кВ и выше Северного и Центрального Казахстана

выдачи избыточной мощности энергосистем в дефицитные районы, реализации эффекта совмещения графиков нагрузки, оптимизации режима работы, обеспечения аварийной взаимопомощи широкое развитие в регионе получили распределительные и межсистемные связи по линиям электропередач (рис. 3). Главной системообразующей сетью являются ЛЭП на 220—500 кВ. Основные связи по ЛЭП, количество и установленная мощность электростанций энергосистем на конец 1986 г. были следующими.

Павлодарская энергосистема связана высоковольтными линиями электропередач на 500 и 220 кВ (ВЛ — 500 и ВЛ — 220) с Алтайской, Барнаульской, Экибастузской и Омской энергосистемами. В ее составе 3 ТЭЦ и одна ГРЭС установленной мощностью 3360 МВт.

Экибастузская энергосистема связана ВЛ — 1150, 500 и 220 кВ с Целинной, Карагандинской, Павлодарской и Омской энергосис-

темами, включает одну ТЭЦ и одну ГРЭС мощностью 4018 МВт.

Карагандинская энергосистема связана ВЛ — 220 кВ с Целинной, ВЛ — 220 и 500 кВ — с Экибастузской энергосистемами. В 1986 г. введена в эксплуатацию ВЛ — 500 кВ Агадырь—Южно-Казахстанская ГРЭС (площадка строящейся ГРЭС) протяженностью 384,3 км, что позволило связать Карагандинскую энергосистему с Алма-Атинской. В составе энергосистемы работают две ГРЭС и семь ТЭЦ (с учетом ТЭЦ—ПВС) общей мощностью 2228 МВт.

Целинная энергосистема связана ВЛ — 220 кВ с Карагандинской, ВЛ — 1150, 500 и 220 кВ с Экибастузской и Кустанайской, ВЛ—110 и 500 кВ с Омской энергосистемами. В ее составе 4 ТЭЦ (с учетом ТЭЦ ЦГХК) суммарной мощностью 835 МВт.

Кустанайская энергосистема по ВЛ—500, 220 и 110 кВ связана с ОЭС Урала и соответственно с ЕЭС СССР и ВЛ—1150, 500 и 220 кВ с Целинной энергосистемой, имеет 3 ТЭЦ установленной мощностью 152,5 МВт.

Параллельная работа с ОЭС Урала осуществляется по ВЛ—500 кВ подстанция Джетыгара («Кустанайэнерго») — Ириклинская ГРЭС («Оренбургэнерго»), по ВЛ—500 и 220 кВ подстанция Сокол («Кустанайэнерго») — Троицкая ГРЭС («Челябэнерго»), по двухцепной ВЛ—110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 («Целинэнерго») — Курганская ТЭЦ («Челябэнерго»), по ВЛ—110 и 220 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 — Ишим («Свердловэнерго»).

Параллельная работа с ОЭС Сибири осуществляется по ВЛ—500 кВ Ермаковская ГРЭС («Павлодарэнерго») — подстанция Рубцовская-500 («Барнаулэнерго»), Ермаковская ГРЭС — подстанция Таврическая («Омскэнерго»), Экибастузская ГРЭС-1 («Экибастузэнерго») — подстанция Таврическая, подстанция Аврора — подстанция Таврическая. Построены ЛЭП на 1150 кВ Экибастузская ГРЭС-1 — Кокчетав—Кустанай — Челябинск, Экибастуз—Барнаул, которые являются составной частью строящейся магистрали ВЛ—1150 кВ Сибирь—Казахстан—Урал протяженностью более 2000 км. Ведется сооружение первой ЛЭП постоянного тока Экибастуз — Центр напряжением 1500 кВ (см. рис. 3).

ОЭС Казахстана — один из основных элементов Единой энергетической системы страны, занимает срединное положение между ОЭС Сибири и Урала и связывает их. В ближайшее время будет сооружена ЛЭП на 500 кВ, которая свяжет ОЭС Казахстана с энергосистемами Южного Казахстана и Средней Азии. В дальнейшем эта связь будет усилена за счет сооружения ВЛ—1150 кВ, что обеспечит совместную параллельную работу электростанций этих энергосистем и свяжет ОЭС Средней Азии и ЕЭС страны. Протяженность линий электропередач ОЭС Казахстана на напряжение 110 кВ и выше за период с 1972 по 1986 г. возросла в 2,3 раза и достигла 36 598 км, в том числе на напряжение 1150 кВ — 886 км, 500 кВ — 3409 и 220 кВ — 8991.

Графики электропотребления ОЭС Казахстана характеризуют-

ся высокой плотностью и относительно малой неравномерностью Это вызвано большим удельным весом электропотребления отраслей промышленности с широко развитыми производствами с непрерывными технологическими процессами и значительными ограничениями потребителей, особенно в осенне-зимний период. Например, в 1986 г. в ОЭС имело место 60 ограничений в течение 46 дней. Максимальная их величина по отдельным месяцам колебалась от 200 до 615 МВт и доходила до 10,5% максимальной месячной нагрузки. Причем в связи с общей более стабильной работой ТЭЦ региона в зимний максимум нагрузки 1986 г. значительно сократилось число принудительных ограничений потребителей электроэнергии.

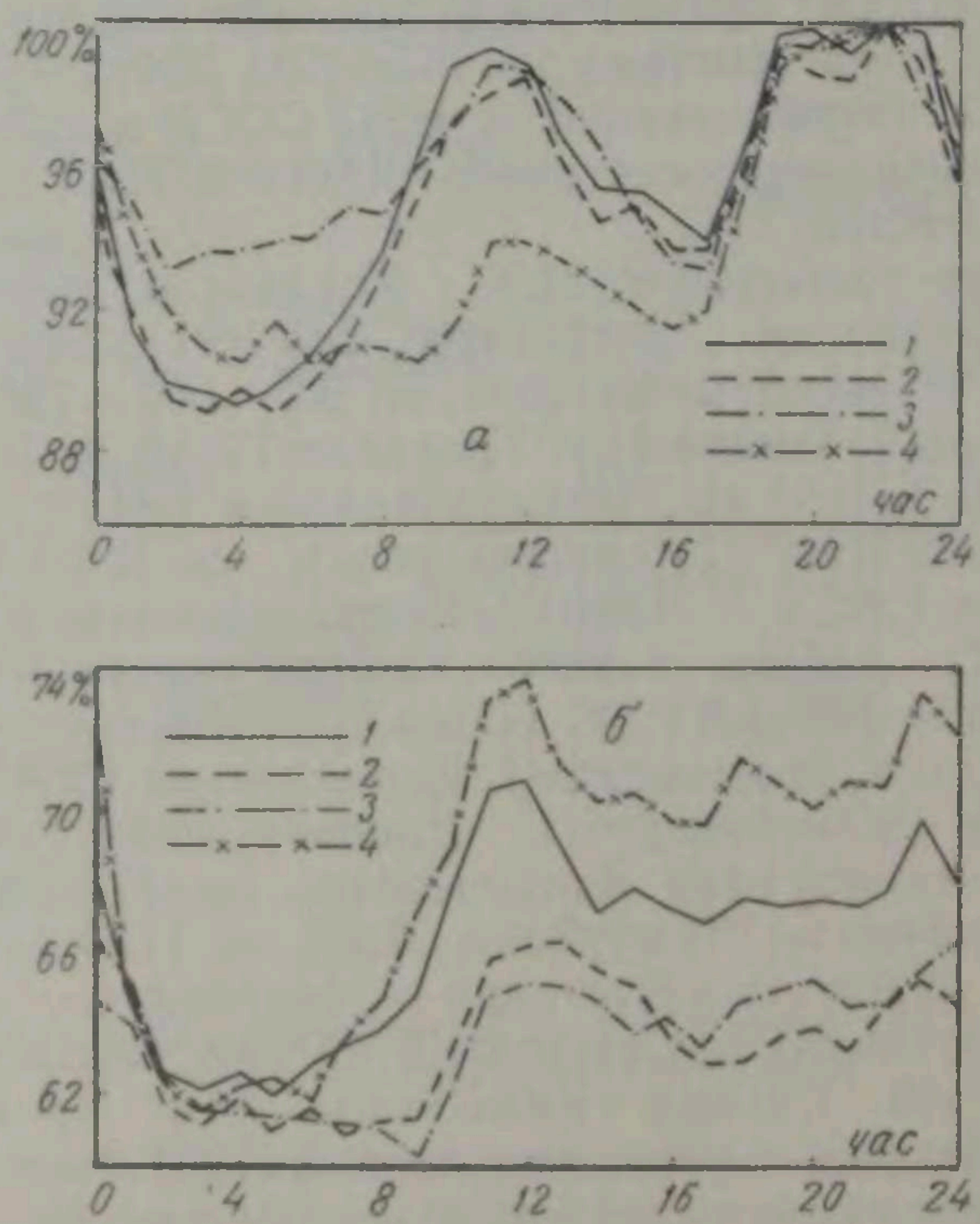


Рис. 4. Графики электрических нагрузок ОЭС Казахстана: *а* — за декабрь, *б* — июнь 1986 г. по средним характерным дням недели: *1* — рабочий день, *2* — суббота, *3* — воскресенье, *4* — понедельник.

Коэффициенты заполнения графиков электрической нагрузки средних характерных дней недели в зимний период 1986 г. колебались от 0,94 до 0,96, а отношение минимальной нагрузки к максимальной — от 0,87 до 0,93 (см. рис. 4). Наименьшие величины коэффициентов заполнения и неравномерности приходятся на понедельник, наибольшие — на субботу и воскресенье, причем объем потребления электроэнергии в воскресные дни зимой снижается примерно на 6% по сравнению с рабочими днями.

Графики нагрузки в летний период также характеризуются

высокими коэффициентами заполнения (0,925—0,966) и неравномерности (0,84—0,93). Средняя нагрузка характерных дней недели летом примерно на 30% ниже, чем зимой (рис. 4). За период с 1976 по 1986 г. значительных изменений показателей графиков электрической нагрузки не произошло, использование максимума электрической нагрузки колебалось от 6416 до 6622 ч/год. Графики электрической нагрузки определяют режим работы электростанций. Основную часть регулирования суточного графика нагрузки ОЭС Казахстана несут гидроэлектростанции Алтайской энергосистемы, но участвуют в этом и тепловые электростанции региона, особенно ГРЭС.

3.7. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

На цели теплоснабжения народного хозяйства Северного и Центрального Казахстана в 1985 г. израсходовано 27,2% потребленных в регионе топливных ресурсов или 33,8% котельно-печного топлива.

Потребление тепловой энергии в регионе за последние 20 лет возросло в 2,9 раза и достигло 84,3 млн Гкал, что составляет около 50% от такового по всей республике (табл. 133). Основная часть потребляемой тепловой энергии обеспечивается от централизованных теплоисточников. Уровень централизации теплоснабжения увеличился с 49% в 1965 г. до 74 в 1985 г., а по абсолютной величине потребление тепла от централизованных теплоисточников возросло в 4,3 раза и достигло 62,5 млн Гкал. От централизованных источников полностью обеспечивается потребность в тепле промышленности, строительства и около 55% потребности жилищно-коммунального хозяйства.

В централизованном отпуске тепла основную долю занимает теплофикация на основе комбинированного производства электрической и тепловой энергии. За рассматриваемый период отпуск тепла от ТЭЦ возрос почти в 5 раз и достиг 35,6 млн Гкал. В целом удельный вес отпуска тепла от ТЭЦ увеличился с 51% в 1965 г. до 57 в 1985 г. Мощность теплоэлектроцентралей региона достигла 3534 МВт, тепловая мощность отборов турбин — 7258 Гкал/ч.

Отпуск тепла от централизованных котельных увеличился в 3,8 раза, удельный вес его в централизованном теплоснабжении снизился с 46,2 до 40% (см. табл. 133). Остался практически на одном уровне по удельному весу отпуск тепла от теплоутилизационных установок — 3% в централизованном теплоснабжении.

От децентрализованных теплоисточников, которые включают бытовые отопительные печи, индивидуальные домовые, квартальные и групповые отопительные котельные единичной мощностью менее 20 Гкал/ч, обеспечивается четвертая часть суммарного теплопотребления. За последние 20 лет удельный вес отпуска тепла от децентрализованных источников снизился в 2 раза — с 50,9 до 25,8%, а по абсолютной величине возрос в 1,46 раза (см. табл. 133).

В 1985 г. в Северном Казахстане находились в работе 10 842 ко-

Таблица 133. **Структура теплоснабжения Северного и Центрального Казахстана**, млн Гкал

Показатели	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	Структура, %				
						1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Теплопотребление	29,1	42,7	61,5	73,7	84,3	100	100	100	100	100
В т. ч. централизованное	14,3	27,9	42	52,6	62,5	49,1	65,3	68,3	71,4	74,2
децентрализованное	14,8	14,8	19,5	21,1	21,8	50,9	34,7	31,7	28,6	25,8
Покрытие:						От централизованного				
ТЭЦ	7,3	16,8	23,3	29,[illegible]	35,6	51,0	60,2	55,5	57,0	57,0
Централизованные котельные	6,6	10,3	17,5	21,2	25,0	46,2	36,6	41,7	40	40
Утилизационные установки	0,4	0,8	1,2	1,6	1,9	2,8	2,9	2,8	3,0	3,0
Электрокотлы	—	—	—	—	0,002	—	—	—	—	—
Мелкие котельные и индивидуальные установки	14,8	14,8	19,5	21,1	21,8	—	—	—	—	—

Таблица 134. **Показатели промышленно-производственных и отопительных котельных Северного и Центрального Казахстана за 1985 г.**

Тип котельных	Кол-во котельных	В них котлов				Отпуск тепла, тыс. Гкал
		паровых		водогрейных		
		Кол-во	Мощность, Гкал/ч	Кол-во	Мощность, Гкал/ч	
Промышленно-производственные (всего)	3175	5229	3700	8032	2863	21 042
В т. ч. производительностью, Гкал/ч						
20	3140	5133	2917	8002	2666	18 250
от 20 до 50	24	59	379	11	24	639
свыше 50	11	37	404	19	173	2153
Входящие в состав дирекций объединенных котельных и тепловых сетей (всего)	64	34	52	221	250	632
В т. ч. производительностью, Гкал/ч						
менее 20	63	29	12	219	190	279
от 20 до 50	—	—	—	—	—	—
свыше 50	1	5	40	2	60	353
Районные (всего)	17	55	220	235	523	2835
В т. ч. производительностью, Гкал/ч						
от 20 до 50	14	48	80	225	237	1757
свыше 50	3	7	140	10	286	1078
Прочие отопительные (всего)	7587	4988	2125	13 798	7629	12 544
В т. ч. производительностью, Гкал/ч						
менее 20	7582	4911	2089	13 759	7559	12 069
от 20 до 50	5	77	36	39	70	475
свыше 50	—	—	—	—	—	—
Всего	10 843	10 306	6097	22 286	11 265	37 053
В т. ч. производительностью, Гкал/ч						
менее 20	10785	10073	5018	21 980	10 415	30 598
от 20 до 50	43	184	495	275	331	2871
свыше 50	15	49	584	31	519	3584

тельных, на которых было установлено 10 306 паровых котлов тепловой мощностью 6097 Гкал/ч и 22 286 водогрейных котлов общей производительностью 11 265 Гкал/ч (табл. 134). Средняя мощность котельных — 0,52 Гкал/ч. Суммарный отпуск тепла котельными достиг 31,7 млн Гкал, в том числе от централизованных — 25. Основную долю как по количеству, так и по мощности занимают котельные единичной мощностью менее 20 Гкал/ч.

Суммарная мощность котельных единичной мощностью свыше 50 Гкал/ч составляет 1003 Гкал/ч, т. е. 5,7% мощности всех котельных.

Глава 4

ПРОБЛЕМЫ ВОДНОГО БЛАГОУСТРОЙСТВА

4.1. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

Северный и Центральный Казахстан исключительно богат важнейшими минерально-сырьевыми, топливно-энергетическими ресурсами и земельным фондом (табл. 135). На их базе при советской власти созданы и успешно функционируют промышленные гиганты союзного значения: Джезказганский и Балхашский комбинаты по добыче руды и производству меди, Карагандинский комбинат черной металлургии, Соколовско-Сарбайский, Качарский и Атасуйский горнорудные комбинаты, Павлодарские тракторный и алюминиевый и Ермаковский ферросплавный заводы, Карагандинский и Экибастузский угледобывающие комбинаты, крупнейшие электрические станции, Павлодар-Экибастузский территориальный комплекс. Продукция этих предприятий занимает значительный удельный вес в союзном балансе. Практически единственным тормозящим фактором развития народного хозяйства здесь является крайняя недостаточность водных ресурсов, в результате чего регион очень слабо водоустроен. По объему водных ресурсов, как указано в п 1.2, он занимает в Казахстане последнее место.

Всесторонний анализ современного состояния водного хозяйства, прогноз благоустройства зон являются тематикой настоящей монографии, однако для общего представления проведем обобщающие показатели по данной острейшей проблеме. Нами использованы результаты разработки Научно-исследовательского экономического института планирования и нормативов (НИЭИПиН) при Госплане Казахской ССР [12].

Возможная площадь орошения и потребность в свежей воде всех отраслей народного хозяйства по этапам их развития, согласно [12], отражены в табл. 136. Из данных таблицы следует, что суммарная потребность в воде перечисленных областей растет с 9,77 (в 1985 г.) до 13,09 млрд м^3 в 2000 г., т. е. в 1,34 раза, потребность промышленности увеличится с 4,55 в 1985 г. до 5,69 млрд м^3 в 2000 г., т. е. в 1,25 раза, потребность в воде сельского хозяйства возрастет с 4,83 в 1985 г. до 6,3 млрд м^3 в 2000 г., т. е. в 1,3 раза.

От общего объема водопотребления на долю сельского хозяйства

Таблица 135. **Эксплуатация земельных угодий на 1987 г.**, тыс. га

Область	Общая площадь	В том числе					
		сельхозугодья	из них			гос. запас	прочие земли
			пашни	сенокосы	пастбища		
Карагандинская	11 356,1	10 472,8	1790,7	302,4	8377,1	149,2	734,1
Джезказганская	27 102,4	22 640,0	508,7	319,1	21810,0	3522,1	939,8
Тургайская	11 215,1	10 685,8	2919,1	236,9	7529,6	195,4	333,9
Кустанайская	11 391,4	10 363,9	5618,9	154,0	4589,0	68,7	958,8
Северо-Казахстанская	4494,8	3694,8	2471,7	10,5	1211,3	—	800,0
Кокчетавская	7826,2	6846,2	3812,6	29,3	3002,2	82,5	897,5
Целиноградская	9604,2	8637,4	3782,2	264,8	4589,5	—	966,8
Павлодарская	12 470,5	11 332,3	3496,6	324,7	7509,4	248,8	889,4

Таблица 136. **Потребности в заборе свежей воды**, млрд м³/год

Область	Промышленность и население городов		Сельское хозяйство				Рыбное хозяйство	Суммарное водопотребление	Водопользователи	Попуски за пределы КазССР	Суммарные потребности
	Всего	В т. ч. население	Регулярное орошение	Лиманное орошение	Население и животноводство	Итого					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
					1985 г.						
Павлодарская	2,32	0,09	0,48	1,80	0,04	2,32	0,03	4,67	—	—	4,67
Целиноградская	0,14	0,08	0,16	0,41	0,05	0,62	0,04	0,80	—	0,10	0,90
Тургайская	0,02	0,01	0,05	0,44	0,02	0,51	—	0,53	—	—	0,53
Кокчетавская	0,04	0,03	0,06	0,04	0,04	0,14	0,01	0,19	—	—	0,19
Северо-Казахстанская	0,09	0,04	0,03	—	0,04	0,07	—	0,16	—	—	0,16
Кустанайская	0,17	0,09	0,13	0,08	0,06	0,27	—	0,44	—	—	0,44
Джезказганская	0,28	0,07	0,16	0,16	0,01	0,33	0,05	0,66	—	—	0,66
Карагандинская	1,49	0,19	0,41	0,13	0,03	0,57	0,06	2,12	0,10	—	2,22
Итого	4,55	0,6	1,48	3,06	0,29	4,83	0,19	9,57	0,10	0,10	9,77
					1990 г.						
Павлодарская	2,43	0,11	0,74	1,84	0,05	2,63	0,03	5,09	—	—	5,09
Целиноградская	0,14	0,09	0,18	0,44	0,06	0,68	0,04	0,86	—	0,10	0,96
Тургайская	0,14	0,02	0,07	0,48	0,03	0,58	0,05	0,77	—	—	0,77
Кокчетавская	0,06	0,04	0,08	0,08	0,05	0,21	0,01	0,28	—	—	0,28
Северо-Казахстанская	0,10	0,05	0,04	—	0,04	0,08	0,03	0,21	—	—	0,21
Кустанайская	0,21	0,10	0,12	0,10	0,07	0,29	0,06	0,56	—	—	0,56
Джезказганская	0,34	0,08	0,24	0,18	0,02	0,44	0,05	0,83	—	—	0,83
Карагандинская	1,51	0,23	0,44	0,13	0,03	0,60	0,21	2,32	0,10	—	2,42
Итого	4,93	0,99	1,91	3,25	0,35	5,51	0,48	10,92	0,10	0,10	11,12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
					1995 г.						
Павлодарская	2,59	0,13	0,96	1,87	0,05	2,88	0,04	5,51	—	—	5,51
Целиноградская	0,16	0,11	0,18	0,44	0,07	0,69	0,04	0,89	—	0,10	0,99
Тургайская	0,20	0,03	0,09	0,53	0,03	0,65	0,10	0,95	—	—	0,95
Кокчетавская	0,06	0,04	0,09	0,08	0,06	0,23	0,01	0,30	—	—	0,30
Северо-Казахстанская	0,11	0,06	0,04	—	0,05	0,09	0,05	0,25	—	—	0,25
Кустанайская	0,23	0,11	0,11	0,10	0,08	0,29	0,12	0,64	—	—	0,64
Джезказганская	0,42	0,09	0,30	0,18	0,02	0,50	0,06	0,98	—	—	0,98
Карагандинская	1,54	0,27	0,44	0,13	0,04	0,61	0,27	2,42	0,10	—	2,52
Итого	5,31	0,84	2,21	3,33	0,40	5,94	0,69	11,94	0,10	0,10	12,14
					2000 г.						
Павлодарская	2,69	0,15	1,14	1,90	0,06	3,10	0,05	5,84	—	—	5,84
Целиноградская	0,19	0,13	0,18	0,44	0,07	0,69	0,04	0,92	—	0,10	1,02
Тургайская	0,34	0,03	0,11	0,57	0,04	0,72	0,15	1,21	—	—	1,21
Кокчетавская	0,07	0,06	0,09	0,08	0,07	0,24	0,01	0,32	—	—	0,32
Северо-Казахстанская	0,12	0,06	0,05	0,01	0,06	0,12	0,07	0,31	—	—	0,31
Кустанайская	0,26	0,12	0,09	0,10	0,09	0,28	0,18	0,72	—	—	0,72
Джезказганская	0,45	0,10	0,33	0,1[illegible]	0,02	0,53	0,08	1,06	—	—	1,06
Карагандинская	1,57	0,29	0,44	0,13	0,05	0,62	0,32	2,51	0,10	—	2,61
Итого	5,69	0,94	2,43	34,1	0,46	6,3	0,9	12,89	0,10	0,10	13,09

приходится почти половина забираемой из источника свежей воды, причем около 94% из них забирают на регулярное и лиманное орошение. Их площади и соответствующий объем водопотребления до 2000 г. приведены в табл. 137. Как видно, объем безвозвратных вод от общего составил по зоне в целом на регулярное орошение в 1985 г. 86,5%, в 1990 г. будет 87,6%, в 1995 г.— 89,2, а в 2000 г.— 90,8%. Эти цифры нам представляются сильно преувеличенными.

Технический прогресс в области водного хозяйства, в особенности в данной зоне Казахстана, как и во всей стране, будет направлен к максимальной экономии водных ресурсов. Для этого необходим ряд мероприятий, прежде всего — широкомасштабная мелиорация земель, значительное повышение коэффициента полезного действия оросительных и обводнительных систем и систем водоснабжения, снижение оросительных норм за счет широкого внедрения прогрессивных способов полива, комплексная реконструкция всех систем орошения и обводнения и водоснабжения в совершенствованные инженерные сооружения, оборудование и контрольно-измерительные приборы; повторное использование коллекторно-дренажных вод на месте их образования путем разбавления их свежей водой и опреснения; максимальное использование подземных вод путем их опреснения; организация широкомасштабного и глубокого оборотного вплоть до полного безотходного водоснабжения во всех сферах промышленного водоснабжения; введение оплаты за воду и другие. Все это, безусловно, приведет к существенному сокращению потребности народного хозяйства в свежей воде.

В работе [12] приводятся результаты водохозяйственного баланса до 2000 г., согласно которым в Центральном и Северном Казахстане (без Павлодарской области) начиная с 1990 г. возникает дефицит по объему забора свежей воды из источника, млрд м^3/год: при 75% обеспеченности соответственно в 1990 г.— 0,68 и 0,50, в 1995 г.— 0,71 и 0,75 и в 2000 г.— 0,75 и 1,22.

Приходная часть баланса Центрального Казахстана определена с учетом поступления значительного количества иртышской воды по каналу Иртыш—Караганда, в противном случае дефицит по этому региону был бы гораздо больше.

Для максимального использования местных водных ресурсов и рационального удовлетворения потребностей народного хозяйства в воде построены и успешно эксплуатируются Вячеславское, Сергеевское, Петропавловское, Ишимское водохранилища общим объемом 1145, полезным — 1042 млн м^3.

На р. Ишим планируется построить в обозримой перспективе Бузулукское (Есильское) водохранилище, самое крупное в Северном Казахстане. В настоящее время Казгипроводхозом составлено технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства этого важнейшего объекта в двух вариантах — в зависимости от затопляемости и подтопляемости числа населенных пунктов. По первому полный объем водохранилища рассчитан в 2,58 млрд м^3, полез-

Таблица 137. **Площади и объемы водопотребления до 2000 г.**

Область	1980 г.			1985 г.			1990 г.			1995 г.			2000 г.		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Регулярное орошение															
Джезказганская	11,6	43,1	35,0	18,0	160	130	28	160	130	38	300	260	44	330	290
Карагандинская	52,4	171,2	137,6	80,4	410	330	90	440	360	93	440	370	95	440	390
Кокчетавская	11,1	15,3	15,3	14,7	60	60	20	80	70	26	90	90	26	90	80
Кустанайская	19,2	42,2	38,9	26,8	130	120	27	120	110	27	110	100	27	90	90
Павлодарская	49,0	129,8	110,8	92,0	480	4.0	147	760	670	213	880	880	293	1200	1080
Северо-Казахстанская	6,3	7,7	7,7	7,3	30	30	10	40	40	14	40	40	19	50	50
Тургайская	4,9	79,6	79,6	7,7	50	50	11	70	70	14	90	90	17	110	100
Целиноградская	28,0	48,9	45,8	33,5	160	150	40	180	170	40	180	170	40	180	180
Итого	182,5	537,8	470,7	280,4	1480	1280	472	1850	1620	465	2130	2001	561	2490	2260
Лиманное орошение															
Джезказганская	42,8	150	120	46,8	160	130	51,8	180	150	51,8	180	150	51,8	180	150
Карагандинская	33,8	120	90	35,8	130	100	35,8	130	100	35,8	130	100	35,8	130	100
Кустанайская	17,0	70	50	22,0	80	70	27,0	100	80	27	100	80	27	100	80
Кокчетавская	9,4	30	30	13,4	40	40	23,4	80	60	23,4	80	60	23,4	80	60
Павлодарская	45,3	160	130	55,3	180	150	65,3	220	170	75,3	250	200	85,3	280	220
Северо-Казахстанская	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10	10
Тургайская	82,1	370	300	97,1	440	350	110,1	480	390	120,1	530	420	130,1	570	460
Целиноградская	118,5	390	310	124,5	410	330	134,5	440	360	134,5	440	360	134.5	440	360
Итого	348,9	1290	1030	391,9	1440	1170	347,9	163)	1310	468,9	1710	1370	487,9	1790	1440

Примечание. I — площадь орошения, тыс. га; II — объем водопотребления, млн м³/год; III — безвозвратное водопотребление, млн м³/год.

ный — 2,52, по второму — соответственно 1,06 и 1,00 млрд м³. Оно обеспечивает многолетнее регулирование стока р. Ишим и поступление в водохранилище иртышской воды по каналу Иртыш—Караганда.

Намечается строительство водохранилищ на притоках р. Ишим — реках Колутон, Жабал, Терсаккан.

В настоящее время сток р. Тобол почти полностью зарегулирован Верхне-Тобольским, Каратомарским, Кустанайским, Жалкуарским, Верхне- и Нижне-Шортандинским водохранилищами с суммарной отдачей 180 млн м³ в год.

Важнейшим источником воды для коренного водного благоустройства Центрального и Северного Казахстана в обозримой перспективе являются водные ресурсы р. Иртыш. На этот источник Ш. Ч. Чокин указывал еще в 1949 г. на выездной сессии общего собрания АН КазССР, тогда было предложено строить канал Иртыш—Центральный Казахстан. За истекшее время этот уникальный в мировой практике канал построен и успешно эксплуатируется. Ниже остановимся на значении данной водной системы и перспективах ее дальнейшего развития.

4.2. КАНАЛ ИРТЫШ — КАРАГАНДА

Как указано выше, Центральный и Северный Казахстан располагает громадными запасами минерально-сырьевых и плодородных земельных ресурсов. Широкомасштабное развитие промышленности и сельского хозяйства здесь невозможно без кардинального решения проблемы водообеспечения, поскольку местные водные ресурсы крайне невелики. Они ограничиваются бессточными бассейнами озер Тенгиз, Челкар-Тенгиз и Ащиколь, куда впадают реки Нура, Тургай, Иргиз и Сары-Су. Эти реки имеют основные источники водоснабжения местных промышленно-энергетических узлов и сельского хозяйства. В связи с большими колебаниями объемов стока по годам требуется создание множества регулирующих водохранилищ и прудов на реках и в логах района. В связи с этим были построены здесь водохранилища многолетнего регулирования: Самаркандское (на р. Нура), Шерубай-Нуринское, Кенгирское, Вячеславское (в верховьях Ишима) и др. Тем не менее для полного обеспечения водой народного хозяйства этого района возникла необходимость привлечь воду извне. В связи с этим научными и проектными организациями был разработан ряд предложений по обводнению данного региона.

Среди инициаторов разработки межбассейновых перебросок стока в Казахстан были сотрудники Института энергетики АН КазССР (ныне КазНИИэнергетики). Ими исследовались вопросы экономического и народнохозяйственного значения переброски стока р. Иртыш в Центральный Казахстан. Результаты исследований КазНИИЭ обобщены в сборнике «Проблемы водообеспечения Центрального Казахстана» (Алма-Ата, 1960) под редакцией

Ш. Ч. Чокина и В. А. Киктенко, они позволили поставить вопрос о строительстве канала Иртыш—Караганда и взяты за основу проектных разработок.

Наиболее эффективный из ряда намечаемых вариантов трассы канала Иртыш—Караганда—Шидертинский был принят экспертной комиссией Госэкономсовета СССР в качестве основного. При

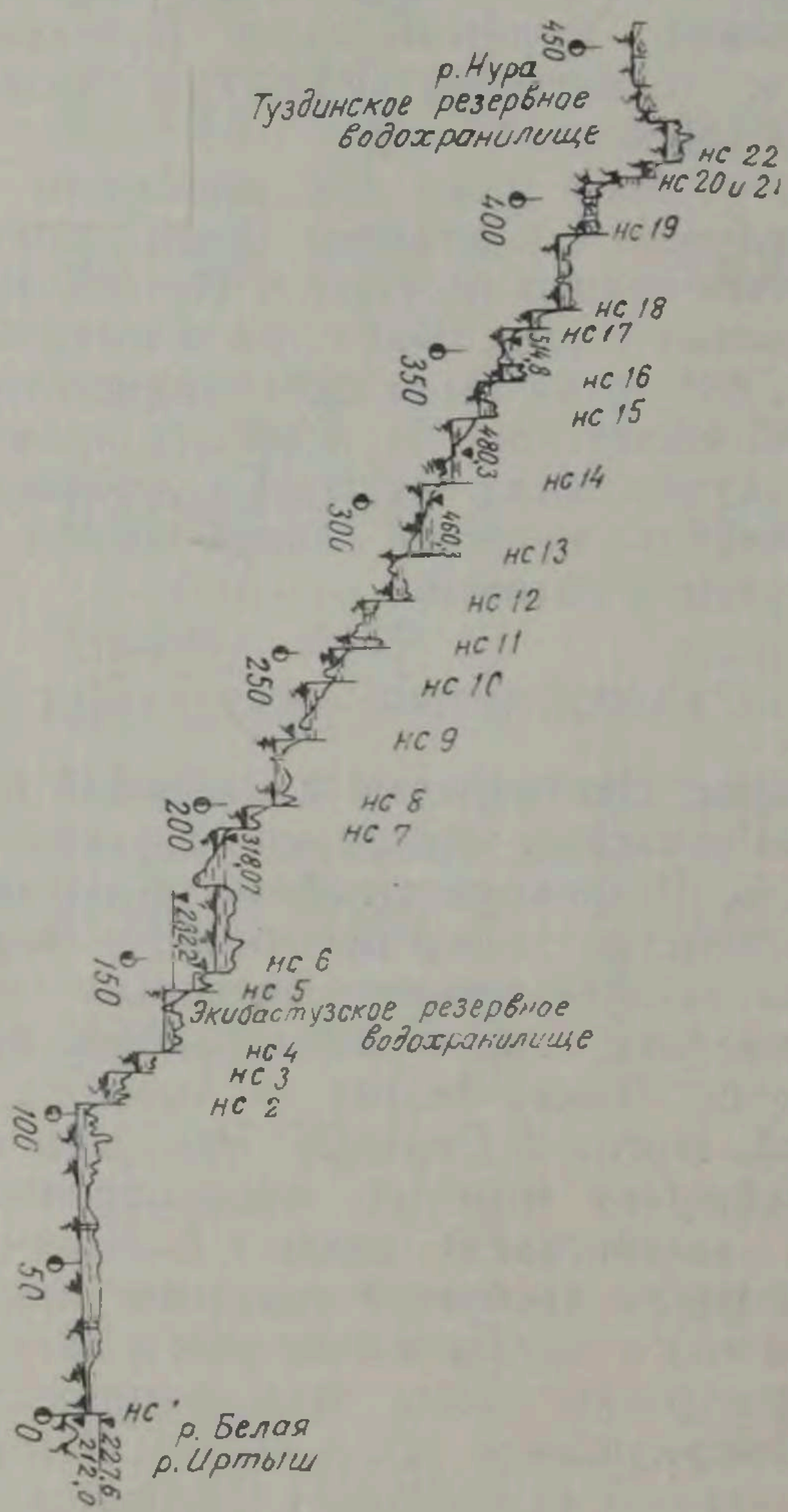


Рис. 5. Продольный профиль канала Иртыш — Караганда

сравнении вариантов по технико-экономическим показателям учитывалась также степень полноты охвата интересов развития всех составляющих водохозяйственного комплекса. Гидропроектом осуществлено проектирование, а в 1962 г. Министерством энергетики и электрификации СССР начато строительство канала.

Канал Иртыш—Караганда — самая длинная после Каракумского канала им. В. И. Ленина искусственная водная артерия. По сложности строительства он превосходит и этот канал. Основная

трудность его создания заключалась в том, что воду из Иртыша надо было подать на водораздел рек Шидерты и Нуры с помощью мощных насосных станций, водохранилищ, каналов, водосбросов и водовыпусков.

Головной водозабор расположен на левой протоке Иртыша — р. Белой в 9 км от ее впадения в основное русло. Трасса канала Иртыш—Караганда длиной от головного водозабора до насосной станции первого подъема Караганда-Темиртауского районного водопровода 458 км проходит по территории Павлодарской (272 км) и Карагандинской (186 км) областей. На 445-м километре у р. Нуры она разветвляется. Часть воды через дюкер под р. Нурой и по каналу подается к насосной станции первого подъема Караганда-Темиртауского районного водопровода у Солоничка (458-й километр трассы), остальное количество через водосброс и по руслу р. Нуры поступает в Самаркандское водохранилище (рис. 5).

Строительство канала началось в 1962 г. генеральным подрядчиком «Иртышгэсстрой» Министерства энергетики и электрификации СССР, в 1974 г. работы закончились.

Основные данные канала Иртыш—Караганда приведены ниже:

Объем водозабора, млрд м³/год	2,36
Длина трассы, км	458
В т. ч.	
по каналам	354
по водохранилищам	101
по насосным станциям, напорным трубопроводам, дюкеру	3
Суммарный напор водоподъема, м	453
Производительность насосных станций головного водозабора, м³/с	75
Расчетная водоподача (нетто), млн м³/год	1950
Возможное увеличение пропускной способности на первых 102 км при относительно незначительных дополнительных затратах (брутто), млн м³/год	до 2500
Установленная мощность насосных станций, тыс. кВт	350
Годовая потребность электроэнергии при полном развитии водопотребления, млн кВт·ч	2200
Потери воды: фильтрационные	58
испарение в средний по водности год	102
Насосные станции, шт.	22
Насосные станции перекачки фильтрационных вод, шт.	5
Автомобильная дорога с подъездами к сооружениям, км	511
Линии электропередач, км	628
Линии связи, км	596

Государственная комиссия по приемке в промышленную эксплуатацию канала Иртыш—Караганда признала, что строительно-монтажные работы его выполнены в соответствии с проектом, строительными нормами и правилами и отвечают требованиям приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов согласно СНиП III-А 10-70.

Трасса канала Иртыш—Караганда находится в сложных топографических, природных и климатических условиях. Первые 173 км трассы канала проходят в западном направлении по Прииртыш-

ской равнине (около 100 км) и северным отрогам Казахского мелкосопочника, на этом участке 6 ступеней подъема воды — общей высотой подъема 108 м. Наибольшая протяженность 102,9 км канала — между насосными станциями № 1 и 2. Другие участки этого канала проходят в более сложных топографических условиях и имеют длину от 6 до 28 км.

На 173-м км канал входит в долину р. Шидерты и поворачивает на юго-запад вверх по реке к водоразделу между реками Шидерты и Нура (421-й км трассы). На этом участке имеется 16 насосных станций, которые поднимают воду на высоту 310 м. Здесь выделяются 2 характерных участка: русловой — от 173 до 356-го км и береговой — от 356 по 412-й км (до насосной станции № 22). Русловой участок длиной 183 км состоит из 10 водохранилищ, связанных между собой каналами и насосными станциями. Водохранилища подпираются земляными плотинами и служат в основном для пропуска воды по трассе вверх по реке, по бьефам водохранилищ в долине р. Шидерты проходит 95 км трассы.

Земляные плотины запроектированы без паводковых водосбросов за исключением гидроузла № 2, так как паводковая приточность аккумулируется в водохранилищах без значительного формирования уровней. Водохранилище гидроузла № 12 (Молодежное) — регулирующее, расположено в стороне от трассы и служит для регулирования паводкового стока верховьев р. Шидерты. На русловом участке р. Шидерты имеется 10 насосных станций, расположенных между водохранилищами, причем 2 скомпонованы в теле земляных плотин на гидроузлах № 4 и 8.

Береговой участок канала протяженностью 56 км проходит по левому склону долины р. Шидерты. На этом участке имеется 5 насосных станций.

Далее трасса канала за пределами насосной станции № 22 на 421-м км пересекает водораздел между реками Шидерты и Нура. Канал здесь проходит в выемке глубиной 14 м и является самотечным. Перепад уровня на 24-м м гасится на водосливе № 28 и на водосбросе № 29 Туздинского водохранилища.

Головной водозаборный узел (ГЗУ) канала Иртыш—Караганда расположен на протоке р. Иртыш в 9 км от устья, состоит из земляной плотины на р. Белой с водосбросом в ее теле. Плотина создает необходимый подпорный горизонт для работы насосной станции № 1. Высота плотины — 8,5 м. Здесь же расположена насосная станция первого подъема с четырьмя агрегатами производительностью 75 м^3/с. Для обеспечения нормальных условий работы ГВУ производится расчистка русла р. Белой у начала протоки.

Трасса канала Иртыш—Караганда делится водоподъемными насосными станциями, перепадами водосброса № 28, дюкером через р. Нура и водохранилищами на 34 отдельных каналах общей длиной 354 км.

Сечение каналов трапецеидальное, наиболее простое и удобное

для разработки экскаваторами. Ширина канала по дну — 3—4 м, откосы 1 : 2,5—1 : 3 в мягких грунтах, 1 : 2 в интенсивно выветрелых скальных грунтах, 1 : 1 и 1 : 0,5 в крепких скальных породах канала.

На канале Иртыш—Караганда построено 22 насосных станции (НС) примерно с равными ступенями подъема (по 15—20 м), что позволило применить вертикальные осевые поворотно-лопастные насосы с вертикальными синхронными электродвигателями.

В комплекс сооружений канала Иртыш—Караганда входят 14 земляных плотин, одна из них перекрывает приток Иртыша — р. Белую и создает напорный горизонт воды, необходимый для работы НС № 1. При помощи двух других плотин создаются Экибастузское и Туздинское резервные водохранилища. Одиннадцать земляных плотин построено на участке канала в долине р. Шидерты, 10 из них предназначены для создания бьефов линейных водохранилищ, одиннадцатая — для регулирования паводкового стока верховьев р. Шидерты (табл. 138).

Таблица 138. **Основные характеристики водохранилищ и подпорных бьефов**

№ гидроузлов и водохранилище	Отметка НПУ, м	Горизонт сработки, м	Плотина		Объем при НПУ, млн м³	Площадь зеркала при НПУ, км²	Полезный объем, млн м³
			Высота, м	Длина по гребню, м			
1	218,07		30,1	1490	83,71	10,9	
2	259,30		7,8	747	1,73	1,3	
3	280,3	279,62	18,7	2004	45,3	13,8	8,6
4	300,75	300,2	17,7	3552	56,39	12,1	6,46
5	321,88	319,85	19,2	1376	96,54	24,0	24,02
6	340,15	340	16,0	370	8,58	2,5	0,41
7	360,3	359,18	22,6	242	94,34	19,5	19,10
8	380,3	379,18	20,0	3683	312,15	64,5	66,84
9	399,0		13,5	1770	30,72	7,4	
10	414,85	414,3	15,5	3402	70,51	17,9	9,33
Регулирующее водохранилище ГУ-II	—		21,6	1469	172,59 при ФПУ	40,0 при ФПУ	172,58
Экибастузское резервное водохранилище	—	182,5	13,5	2700	17,29	7,0	14,48
Туздинское резервное водохранилище	—	509,0			26,37	14,6	24,66
Земляная плотина на р. Белой	—	—	8,5	400	—	—	—

Водохранилища 10 гидроузлов используются как транзитные бьефы с небольшим сезонным регулированием, компенсирующим потери воды на испарение и увеличение водоподачи по каналу в летний период, при этом допускается сработка водохранилищ. Заполнение призм сработки производится осенью и зимой, в период сниженного водопотребления.

Основные потребители электроэнергии канала — насосные агрегаты мощностью по 5000 кВт, напряжением 6000 В. Суммарная установленная мощность смонтированных агрегатов 250 тыс. кВт, проектная установленная мощность — 350 тыс. кВт, мощность остального электрифицированного оборудования канала — 2 тыс. кВт.

Электроснабжение сооружений канала осуществляется от ВЛ—220, 110, 35, 6 и 0,4 кВ энергосистем «Карагандаэнерго» и «Павлодарэнерго».

Основные потребители воды из канала Иртыш—Караганда Экибастузский топливно-энергетический комплекс, Ермаковский, Темиртауский, Карагандинский промышленные районы, население и сельское хозяйство.

В зоне влияния канала Иртыш—Караганда на территории Павлодарской и Карагандинской областей площади регулярного орошения могут быть увеличены до 100 тыс. га, лиманного — до 50.

Значительную часть земель следует освоить под орошение в существующих хозяйствах, где стоимость мелиорации в комплексе с жилым и сельскохозяйственным строительством на 25—30% ниже, чем на территории вновь организуемых совхозов.

При выполнении намеченного объема мелиоративного строительства, направленного на эффективное использование воды из канала Иртыш—Караганда, возрастает производство основных видов продукции, что позволит обеспечить население Павлодарской и Карагандинской областей овощами, картофелем, бахчевыми и молоком.

Водоснабжение сельских населенных пунктов и обводнение пастбищ, расположенных в зоне влияния канала Иртыш—Караганда, раньше базировались на использовании подземных вод, но малая мощность водоносного горизонта и повышенная минерализация грунтовых вод тормозят развитие водоснабжения.

На базе канала Иртыш—Караганда намечается строительство 7 крупных групповых водопроводов для водоснабжения сельскохозяйственных районов и обводнение пастбищ (табл. 138).

В соответствии с заявками водопотребителей (по материалам «Предприятия по эксплуатации канала Иртыш—Караганда») на расчетные уровни 1980—1990 гг. забор воды из канала значительно увеличивается. В табл. 140 даются перечень водопотребителей и объемы забираемой воды из канала.

Доля промышленного водопотребления из канала Иртыш—Караганда возрастает и к 1990 г. достигнет 57,6% от суммарного водопотребления, доля сельскохозяйственного водопотребления постепенно уменьшится и в 1990 г. составит 35,13%, резко снизится доля прочего водопотребления.

Полная сметная стоимость канала по утвержденному сметно-финансовому расчету составляет 334,4 млн руб.

Канал Иртыш—Караганда эксплуатируется с 1974 г., он дал большой импульс к развитию производительных сил Павлодарской

и Карагандинской областей. Потребности в воде быстро растут, опережая проектные показатели по этапам развития народного хозяйства региона. В связи с этим по заказу управления эксплуатации канала Казахским филиалом института Гидропроект составлено технико-экономическое обоснование строительства инженерного головного постоянного водозаборного сооружения и увеличения пропускной способности канала. Заказчиком установлен объем забора воды, м³/с: в 1985 г.— 50 в 1995 г.— 73, в 2000 г.—91, в 2005 г.— 98.

Таблица 139. **Характеристика групповых водопроводов, проектируемых в зоне канала Иртыш—Караганда**

Групповой водопровод	Протяженность, км	Производительность, тыс. м³/сут	Обводняемая территория, тыс. га
Экибастузский	176	9,6	600
Шидертинский	170	12,0	664
Безшакольский	151	10,6	570
Осакаровский *			
Молодежный	400	19,0	170
Токаревский	310	21,0	156
Атасуйский	380	17,0	280
Итого	1599	89,2	2400

* Осакаровский групповой водопровод подключается к Молодежному.

В ТЭО принимается вариант расположения створа водозабора на расход 100 м³/с в 1 км выше истока р. Белой. В настоящее время вода из Иртыша в объеме до 40 м³/с поступает в канал по протоке р. Белой путем расчистки ее головной части, перелопачивая ежегодно до 450 тыс. м³ наносов, для этой цели расходуется около 600 тыс. руб. в год.

Для увеличения пропускной способности самого канала в ТЭО предусматривается ряд мероприятий: расширение поперечного сечения канала на отдельных его участках, строительство по трассе канала трех дополнительных и расширение трех существующих насосных станций, замена осевых вертикальных насосов на дополнительные, реконструкция системы связи автоматики и телемеханики.

Нельзя согласиться с исходным положением ТЭО — объемом забора воды из Иртыша. Этот вопрос нами довольно подробно рассмотрен и изложен в работе [34]. Как указано, постоянное водозаборное сооружение и начальный участок канала до Шидертинского водохранилища должны быть построены на дополнительный забор и пропуск иртышской воды, необходимые для водоснабжения областей Северного и Центрального Казахстана в объеме не

Таблица 140. **Объемы водопотребления из канала Иртыш—Караганда**, млн м³

Водопотребитель	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Павлодарская область			
Ермаковский промрайон	13,54	16,35	19,25
Водоснабжение пос. Шидерты	2,3	2,31	2,35
Экибастузский промрайон	83,1	244,35	306,28
Всего по промышленности и населению	98,94	263,01	327,81
Прочее водоснабжение	8,23	15,15	21,8
Сельское хозяйство	151,31	213,07	242,17
В т. ч.			
Регулярное орошение	51,74	112,5	141,6
Лиманное орошение	120,57	100,57	100,57
Всего по Павлодарской области	259,48	491,23	591,78
Карагандинская область			
Темиртауский промрайон	54,09	72,43	79,26
Карагандинский промрайон	106,93	215,16	315,36
Групповые водопроводы		0,4	
Всего по промышленности и населению	161,42	287,58	394,62
Прочее водопотребление	59,25	69,57	69,57
Сельское хозяйство	137,7	177,20	198,60
Всего по Карагандинской области	358,37	534,29	662,72
Целиноградская область			
Всего	742,75	1025,52	1354,50
В т. ч.			
Население и промышленность	260,36	550,60	722,43
Сельское хозяйство	290,01	390,27	440,77
Прочее водопотребление	192,38	84,65	91,30

менее 1 млрд м³/год на уровне 2000 г. Следовательно, с учетом потребности народного хозяйства региона в 2005—2010 гг. и неизбежных потерь необходимо дополнительно обеспечить забор и транспортировку по каналу на начальном участке 50 м³/с.

Таким образом, нам представляется, что как водозаборное сооружение, так и пропускная способность канала Иртыш—Караганда (до Шидертинского водохранилища) должны быть запроектированы и построены на расход воды не менее 150 м³/с.

Ермаковская ГРЭС мощностью 2,4 млн кВт работает по проточной схеме водоснабжения без инженерного головного сооружения путем расчистки начала подводящего канала в месте забора воды из р. Иртыш. В связи со строительством Шульбинской ГЭС с крупным водохранилищем многолетнего регулирования стока р. Иртыш и Семипалатинской ГЭС с водохранилищем сезонного регулирования сильно осложнится забор воды для Ермаковской ГРЭС по существующей схеме из-за снижения уровня воды.

В аналогичном положении находится осуществление схемы водозабора воды канала Иртыш—Караганда (первая насосная станция которого находится от ЕГРЭС на расстоянии не более 10 км) — также без инженерного головного сооружения путем расчистки начального участка протоки р. Белая, по которой иртышская вода поступает в канал. На перелопачивание наносных отложений в голове р. Белая расходуется ежегодно около 0,5 млн руб.

Институтом Гидропроект им. Жука составляется проект инженерного сооружения водозабора канала Иртыш—Караганда в створе несколько выше головы протоки р. Белая. Со временем без такого сооружения не обойдется осуществление водозабора и для ЕГРЭС.

В настоящее время сбросная вода ЕГРЭС (после охлаждения конденсаторов) поступает обратно в р. Иртыш, сильно ухудшая экологическую обстановку в районе Павлодарского промышленного узла.

В связи с изложенным КазНИИЭ еще в 1968 г. поднимал вопрос о сбросе теплой воды Ермаковской ГРЭС в канал Иртыш—Караганда в объеме около 84 м^3/с. Осуществление этого предложения дало бы возможность:

а) строить только одно инженерное водозаборное сооружение для канала Иртыш—Караганда и Ермаковской ГРЭС;

б) не нарушать экологическую обстановку (загрязнение воды р. Иртыш) в районе г. Павлодара.

КазНИИэнергетики по заданию Главтехстройпроекта Минэнерго СССР еще в 1964—1966 гг. провел исследование условий водозабора канала Иртыш—Караганда по протоке р. Белая. В те годы по требованию института Гидропроекта им. Жука КазНИИэнергетики обратился в Минздрав КазССР (санинспекцию) и получил положительное заключение о возможности подачи воды Ермаковской ГРЭС в канал Иртыш—Караганда.

Нам представляется необходимым строить для обоих объектов одно общее водозаборное сооружение и отработанную воду ЕГРЭС подавать в канал Иртыш—Караганда. В противном случае следует срочно принять другие меры, обеспечивающие нормальную экологическую обстановку ниже Ермаковской ГРЭС.

Вопрос о ликвидации теплового загрязнения р. Иртыш в районе г. Павлодара в результате сброса в нее теплой воды ЕГРЭС неоднократно поднимался областными организациями.

4.3. ДЖЕЗКАЗГАНСКАЯ ВЕТКА КАНАЛА ИРТЫШ — КАРАГАНДА

В развитии производительных сил Казахстана и страны большую роль играют Джезказганский, Атасуйский и Четский промышленные районы Джезказганской области, исключительно богатые железными и марганцевыми рудами, цветными (медь, свинец, цинк, никель, кобальт), благородными, редкими металлами и рассеянными элементами.

Железные руды представлены Атасуйским, Карсакпайским, Кентюбе-Тогайским, Атансорским месторождениями. Из них наиболее крупное — Атасуйское с промышленно-разведанными запасами руд несколько сот миллионов тонн. Марганцевые руды находятся в Джезказганском, Атасуйском, Муржикском месторождениях, наиболее крупное — Джездинское, которое в настоящее время эксплуатируется.

По запасам медных руд данный район является уникальным в Советском Союзе. Здесь сосредоточены значительные запасы меди страны и Казахстана. Крупнейшим в стране месторождением меди является Джезказганское, на базе его руд строится и эксплуатируется мощнейший Джезказганский медный комбинат, первая очередь которого — медеплавильный завод, обогатительная фабрика и др.— введены в строй и успешно выпускают продукцию.

Наряду с медью в регионе имеются большие запасы свинца, цинка, серебра и других ценных металлов (около 25 названий).

Крупные месторождения меди в районе — Коунрад и Саяк, ближайшие рудные базы Балхашского медеплавильного завода. Выявлен также ряд месторождений свинца (Карагайлы, Алайгыр, Аксоран, Акжал, Узунжал, Кужалы, Бестюбе и др.).

Регион по удельному весу запасов молибдена и вольфрама занимает одно из первых мест в СССР — месторождения Шалгия, Верхнее Кайракты, Дженет, Батыстау и др., среди них наиболее крупное — Верхне-Кайрактинское с большими запасами вольфрамовых руд.

Освоение богатейших минерально-сырьевых ресурсов данной зоны задерживается главным образом из-за недостатка воды. В связи с этим развитие канала Иртыш—Караганда и подвод воды от него к указанным выше весьма перспективным для промышленного развития узлам — мероприятие общегосударственной важности. В настоящее время эта ветка канала Иртыш—Караганда успешно строится согласно проекту, схемы водоснабжения Джезказганского, Атасуйского и Четского промрайонов следующие (рис. 6).

Отбор воды из канала Иртыш—Караганда в ближайшей перспективе составит 350 млн м^3/год.

Тракт водоподачи разбивается на 4 основных участка: магистральную часть, Джезказганский, Атасуйский и Верхне-Кайрактинский водоводы. В первую очередь намечается строительство

магистрального канала и водоводов в Джезказганском и Атасуйском направлениях. Строительство Верхне-Кайрактинского водовода предусмотрено во вторую очередь.

Магистральный участок тракта от Самаркандского водохранилища на р. Нуре до регулирующего водохранилища на р. Актасты имеет общую длину 284 км, в том числе по руслу Нуры — 140, по каналу — 102, по руслу р. Карасы — 7 и водоводу — 35 км.

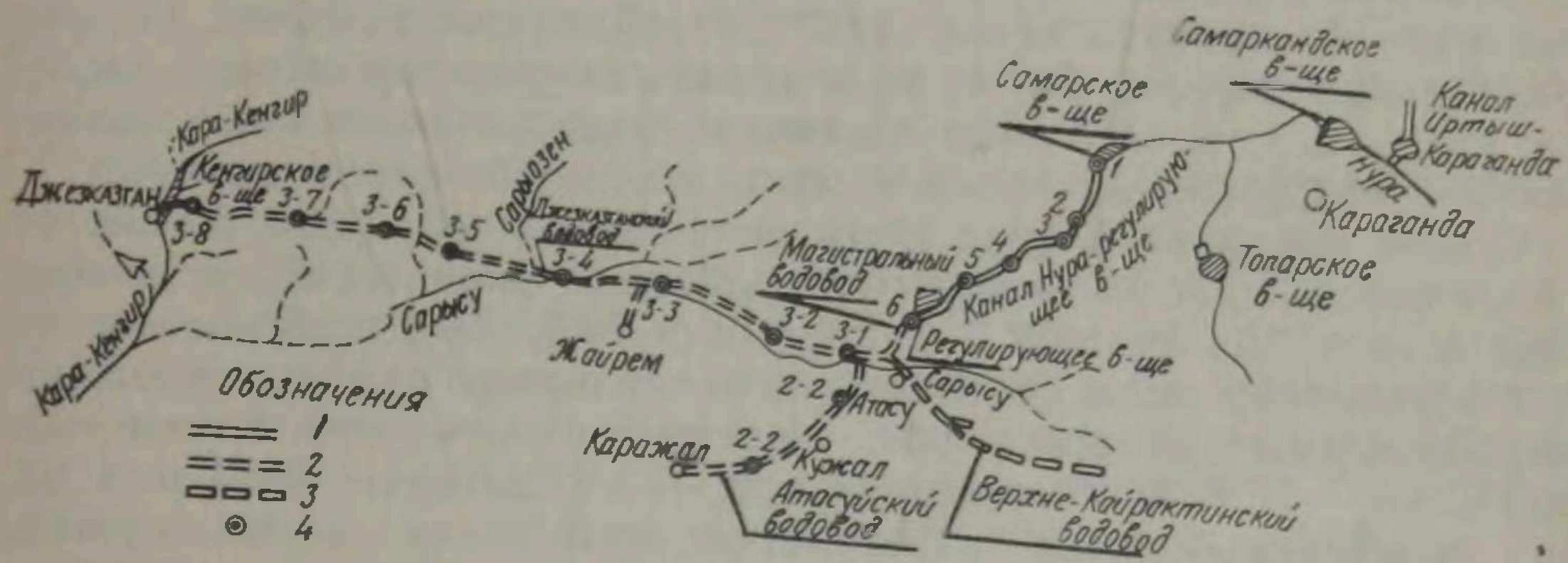


Рис. 6. Схема Джезказганской ветки канала Иртыш—Караганда: *1* — канал; *2* — водовод (трубопровод) на каналах и водоводах I очереди; *3* — водовод (трубопровод) второй очереди; *4* — насосные станции

Магистральный канал забирает воду из Самаркандского гидроузла на р. Нуре и подает в регулирующее водохранилище на р. Актасты. Канал запроектирован на пропуск максимального расхода 18 м³/с. Для преодоления водораздела рек Нуры и Сарысу на канале намечено строительство пяти последовательно расположенных насосных станций с суммарной высотой водоподъема 115 м. Водохранилище в конце канала (29 млн м³) предназначается для регулирования расхода воды канала в режим водоводов.

Магистральный водовод представляет собой часть общей трассы от насосной станции на регулирующем водохранилище до ответвления на р. Каражал. Проектом принят вариант раздельной водоподачи по Джезказганскому и Атасуйскому направлениям. Водовод запроектирован из двух ниток стальных труб диаметром 1400 и 1000 м и рассчитан на пропуск расхода 4,28 м³/с.

Джезказганский водовод соединяет Актастинское и Кенгирское водохранилища. Общая длина трассы — 297 км. Водовод запроектирован из стальных труб диаметром 1400 мм. На его трассе намечено строительство трех насосных станций с напором по 100 м каждая, оборудованных 5 насосами с расчетным расходом по 0,87 м³/с.

Атасуйский водовод ответвляется от магистрального на 35-м км трассы. Он запроектирован из стальных труб диаметром 1000 мм на расчетный расход трубопровода 1,34 м³/с. Подача воды в объеме 43,8 млн м/³год обеспечивается специальной насосной станцией.

На 136-м км трассы Джезказганского водовода начинается Жайремский водовод. Водоподача по нему обеспечивается насосной станцией Джезказганского водовода. Годовой объем водоподачи — 9 млн м³, суммарная установленная мощность насосных станций первой очереди строительства — 37,2 тыс. кВт, расход энергии — свыше 187 млн кВт·ч/год.

Верхне-Кайрактинский и Коктенкольский водоводы ответвляются от магистрального на 20-м км трассы. Водовод длиной 124 км рассчитан на пропуск воды 1,97 м³/с. Для преодоления высоты водоподъема порядка 300 м на водоводе запроектированы 3 насосные станции. Строительство водовода предполагается после завершения сооружения Джезказганского и Атасуйского водоводов.

Общее водопотребление промышленности, сельского хозяйства и населения в рассматриваемых районах определено в объеме 539,4 млн м³, из них 312,6 млн м³, или 58%, будет обеспечено за счет иртышской воды, которая распределяется между основными потребителями примерно так: промышленность — 181,8, сельское хозяйство — 78,0, хозбытовые нужды — 4,6, потери — 50,0 млн м³. При этом высвободится зарегулированный сток в Кенгирском водохранилище в объеме 35 млн м³ для нужд сельского хозяйства, будут созданы условия для развития орошаемого земледелия, для выращивания овоще-бахчевых культур.

Основные сооружения ветки. Из Самаркандского водохранилища иртышская вода сбрасывается по руслу на расстояние 140 км с Самарского, в районе которого запроектирован Самарский гидроузел, выполняющий функции водозаборного сооружения. Далее по открытому каналу протяженностью 102,2 км вода через водораздел рек Нуры и Сарысу подается в русло р. Карасу, являющейся левым притоком р. Актасты, на последней запроектировано регулирующее водохранилище для обеспечения подачи иртышской воды промышленным предприятиям. До конечных пунктов водоподачи — городов Джезказган и Каражал — из регулирующего водохранилища вода подается по системе подземных водоводов общей протяженностью 456 км.

Тракт водоподачи по р. Нуре. Ширина русла в бровках колеблется от 15 до 25 м, иногда увеличивается до 100 м. Пропуск проектных расходов в межень 14÷25 м³/с затруднений не встретит.

Самарский гидроузел. Створ расположен в 10 км ниже с. Самарское в месте наибольшего сближения долин рек Нуры и Сарысу, его назначение — обеспечить гарантированный отбор воды в канал при заданном режиме, а также осуществить необходимые попуски для районов,лежащих ниже по течению реки, попутно через гидроузел будут пропускаться расходы весенних паводков, проходящих транзитом через Самарское водохранилище.

По р. Нуре из Самаркандского водохранилища предусматривается подача воды в межпаводковый период в размере летом 19—25, зимой — 15 м³/с, из них отбирается в канал летом 10,8—18, зимой — 7,2 м³/с. Принятые параметры водохранилища: НПУ —

432 м, полный объем — 14,1 млн м³, полезная емкость — 4,0 млн м³ при сработке на 0,5 м, напор на гидроузле 6,0 м.

Канал Нура — регулируемое водохранилище берет начало несколько выше створа Самарского гидроузла, проходит через водораздел рек Нуры и Сарысу и заканчивается около р. Карасу, которая служит трактом водоподачи в регулируемое водохранилище. Протяженность канала в мягких грунтах: ширина по дну — 3,5 м, заложение откосов — 1 : 2,5. В скальных грунтах — соответственно 6,0 м, 1 : 2, в аральских глинах соответственно 3,5 м, 1 : 3,5. Изменение водоподачи осуществляется лишь ступенчато, соответственно производительности насоса 3,6—18,0 м³/с.

Регулирующий гидроузел на р. Актасты располагается в 25 км от пос. Атасу. Назначение — создание водохранилища для перерегулирования расходов, поступающих по каналу применительно к графику водопотребления, а также обеспечение забора воды в промышленные районы (по трубопроводам) и на нужды орошения (открытым каналом). Принятые параметры водохранилища: НПУ — 517,8 м, УМО — 511,0, полная емкость — 77,0 млн м³, полезная емкость — 65,3 м³, в том числе резервная — 28,8.

Сток весеннего паводка р. Актасты в объеме 29,0 млн м³ аккумулируется в водохранилище с форсировкой НПУ на 1,7 м. Площадь зеркала водохранилища — 15,7 км², средняя глубина — 5,0 м.

4.4. КАНАЛ НУРА — ИШИМ

В соответствии с постановлением Совета Министров СССР «О развитии г. Целинограда» Гидропроект в 1962 г. составил проектное задание по Вячеславскому водохранилищу на р. Ишим и водопроводные сооружения для водоснабжения Целинограда. Было установлено, что, несмотря на максимально возможное регулирование стока р. Ишим Вячеславским водохранилищем и использование всех ресурсов подземных вод, удовлетворить потребности в воде быстро развивающегося Целинограда не представляется возможным. Для решения проблемы водоснабжения города, промышленных и сельскохозяйственных районов области кроме Вячеславского водохранилища необходим другой крупный водный источник, им стал канал Иртыш—Караганда.

Подачу воды из канала Иртыш—Караганда к Целинограду намечается осуществить по р. Нуре через Самаркандское водохранилище и затем по соединительному каналу Нура—Ишим. Для хозпитьевого водоснабжения планировалось получить из местных подземных источников всего 7,7 млн м³, остальное количество воды должно быть подано из Вячеславского водохранилища и канала Иртыш—Караганда по водоводу Нура—Ишим. Непосредственно в водопроводную часть города намечалось подать 88,7 млн м³ иртышской воды.

Согласно постановлению Государственной экспертной комиссии СССР по проектному заданию канала Иртыш—Караганда, предус-

матривается подача в Целиноградскую область по каналу Нура—Ишим по 10 м³/с воды для водообеспечения Есильского и Сергиевского промрайонов, расположенных ниже г. Целинограда. Водохозяйственными расчетами годовой объем иртышской воды, подаваемой в канал Нура—Ишим, определен в 255 млн м³. Из этого количества на водопотребление Целинограда выделялось 88,7 млн м³, потребителям, расположенным по р. Ишим ниже г. Целинограда,— 119,7, остальная вода теряется при испарении и фильтрации.

Канал Нура—Ишим запроектирован в месте максимального сближения рек Нуры и Ишим. Он самотечный, проходит в земляном русле, максимальный расход воды — 12,3 м³/с. Предусмотрены 3 перегораживающих сооружения, быстроток и мосты.

В месте забора воды из канала запроектирована низконапорная водоподъемная щитовая плотина. Напор на плотину — 3,0 м. Пропускная способность водосбросных сооружений для III класса сооружений (на $P=0,5\%$) принята 2600 м³/с. В конце канала Нура—Ишим на левом берегу р. Ишим запроектирована насосная станция производительностью 3,36 м³/с для подачи воды по водоводу на площадку фильтровальной станции в Целиноград. Водовод протяженностью 12 км состоит из двух ниток стальных труб диаметром 1000 м, в настоящее время уложена лишь одна нитка. Фильтровальная станция производительностью 100 тыс. м³/сут предназначена для очистки воды, поступающей из Вячеславского водохранилища и канала Нура—Ишим, и подачи ее в Целиноград.

В проекте канала учитывалось расширение фильтровальной станции на производительность до 200 тыс. м³/сут. Основные сооружения канала Нура—Ишим имеют следующие характеристики.

Преображенский гидроузел на р. Нуре представляет собой щитовую плотину с левобережной и правобережной дамбами (без пропуска паводков по пойме) и предназначен для обеспечения водозабора из реки каналом Нура—Ишим. Длина трассы — 24,8 км. Канал самотечный, земляной, открытый, пересекает один лог и 2 автодороги. Рельеф местности на участке канала спокойный. Грунты на трассе мягкие.

С целью регулирования расходов и уровня, а также для опорожнения канала (полностью или частично) предусмотрено устройство трех перегораживающих сооружений и быстротока. Первое перегораживающее сооружение (головное) предназначено для регулирования забора воды в канал из р. Нуры. Второе, подпорное — для создания подпоров и отключения нижележащего участка канала на период ремонта, третье (концевой водосброс), как и второе, предназначено для подпоров, а также подачи воды к НС первого подъема и регулирования количества воды, сбрасываемой в Ишим. Все перегораживающие сооружения одновременно являются переездами через канал для автомобильного транспорта. Непосредственно за концевым водосбросом запроектирован быстроток для сопряжения канала с р. Ишим.

На канале построены 4 железобетонных моста. Предусмотрены 2 пояса зоны санитарной охраны, посадка лесозащитных полос с опушками из колючих кустарников, отвалов грунта шириной 45—50 м и высотой около 2 м по обоим берегам на всем протяжении канала, в районе водозабора — бетонный забор длиной 250 и высотой 2 м.

Преображенский гидроузел и насосная станция у Целинограда — очень нужные, но дорогостоящие сооружения.

Этот канал с 1975 г. не эксплуатируется в связи с тем, что вода в р. Нуре из-за загрязнения вредными отходами Темиртауского промышленного узла стала непригодной не только для хозпитьевых целей, но и для орошения. Таким образом, строительство канала Нура—Ишим, на которое израсходованы большие финансовые, материальные ресурсы, нельзя оценивать иначе, как вопиющую безответственность соответствующих организаций, в особенности проектных.

4.5. ЦЕЛИНОГРАДСКАЯ ВЕТКА КАНАЛА ИРТЫШ — КАРАГАНДА

Большое место в развитии производительных сил Казахстана и страны в целом занимают северные области Казахстана—Целиноградская, Тургайская, Кустанайская, Кокчетавская, Северо-Казахстанская. На их долю приходится около 65% производимой в республике пшеницы и, как это следует из данных, приведенных в главе 2, 29% потенциально возможной площади орошения.

В Кустанайской области находятся богатейшие запасы железных руд. Здесь расположены мощные железорудные месторождения: Соколовско-Сарбайское, Лисаковское, Аятское, Качарское, Куржункульское. Почти на всех месторождениях созданы крупнейшие в стране карьеры и горнообогатительные комбинаты. На территории Кустанайской и Тургайской областей находится богатейший буроугольный бассейн — Тургайский, с промышленными запасами около 63 млрд т у. т. (свыше 60% промышленных запасов всех бурых углей Казахстана). В Тургайской области располагается крупнейшее в стране Амангельдинское месторождение высококачественных бокситов.

Дальнейшее развитие отраслей народного хозяйства, освоение минерально-сырьевых богатств и повышение производительности труда в регионе могут тормозиться нехваткой водных ресурсов. По данным НИИ экономики при Госплане КазССР и КазНИИэнергетики, общая потребность в воде рассматриваемого региона на уровне 2000 г. составит около 1,0 млрд м^3. Вода необходима главным образом для покрытия потребностей промышленных предприятий, ТЭС и городского населения, регулярного орошения огородно-бахчевых культур, орошения (регулярного и лиманного) кормовых культур с целью создания страхового фонда для получения гарантированной продукции животноводства.

Суммарные водные ресурсы местных рек (Ишима и Тобола), возможные к практическому использованию при зарегулировании их стока, составляют около 700 млн м³/год. Для водообеспечения городского и сельского населения могут быть использованы подземные воды, вероятно, порядка 100 млн м³/год. С учетом этих ресурсов общий объем необходимого подпитывания рассматриваемого региона водой из соседних районов к 2000 г. составит примерно 1,0 млрд м³. Подвод воды в данный район потребует довольно крупных капиталовложений и длительного времени для осуществления. В связи с этим основные сооружения водного тракта должны быть рассчитаны на расход воды, значительно больший, чем указано выше. Возможно, целесообразно будет принять расчетный расход воды водотранспортирующих сооружений 70—80 м³/с.

Вопросами разработки технических мероприятий для водообеспечения данного региона занимались КазНИИэнергетики и Гидропроект. Проработками этих организаций показано, что единственным внешним водным источником для рассматриваемого района является Иртыш.

Генеральной схемой водообеспечения народного хозяйства Казахстана (1965 г.) для подачи иртышской воды в Кокчетавскую, Северо-Казахстанскую и Кустанайскую области Гидропроект предусматривает строительство канала Иртыш—Ишим—Тобол. Водозабор в этот канал намечено осуществить из Иртыша южнее села Иртышское. Канал транспортирует воду от Сергеевского водохранилища на р. Ишим, протяженность его на этом участке — 668 км. От указанного водохранилища до р. Тобол (Каратомарского водохранилища) намечена трасса канала Ишим—Тобол длиной 320 км. Общая длина канала Иртыш—Ишим—Тобол, таким образом, составит 930 км, высота насосного водоподъема — 130 м, расход подаваемой воды по трассе 2200 млн м³, или 70 м³/с.

Вопросами разработки принципиальной схемы водообеспечения рассматриваемого региона республики Казахский НИИ энергетики занимается еще с 50-х годов. В результате проведенных исследований (включая экспедиционные) была разработана оптимальная схема использования стока рек Ишима и Тобола. Это схема предусматривала строительство ряда водохранилищ: на Ишиме — Вячеславского, Есильского (Державинского) и Сергеевского, на Тоболе — Верхне-Тобольского и Каратомарского. В настоящее время эта схема почти полностью осуществлена, все указанные водохранилища, за исключением Есильского, построены и успешно эксплуатируются.

Продолжая исследования по водообеспечению народного хозяйства республики, КазНИИэнергетики разработаны основные положения и в 1968 г. внесено предложение в руководящие органы Казахстана о переброске части иртышской воды в указанные выше области республики путем строительства Целиноградской ветки канала Иртыш—Караганда. Общая схема транспортировки воды сводится к следующему (рис. 7, 8): а) вода из Иртыша до Шидер-

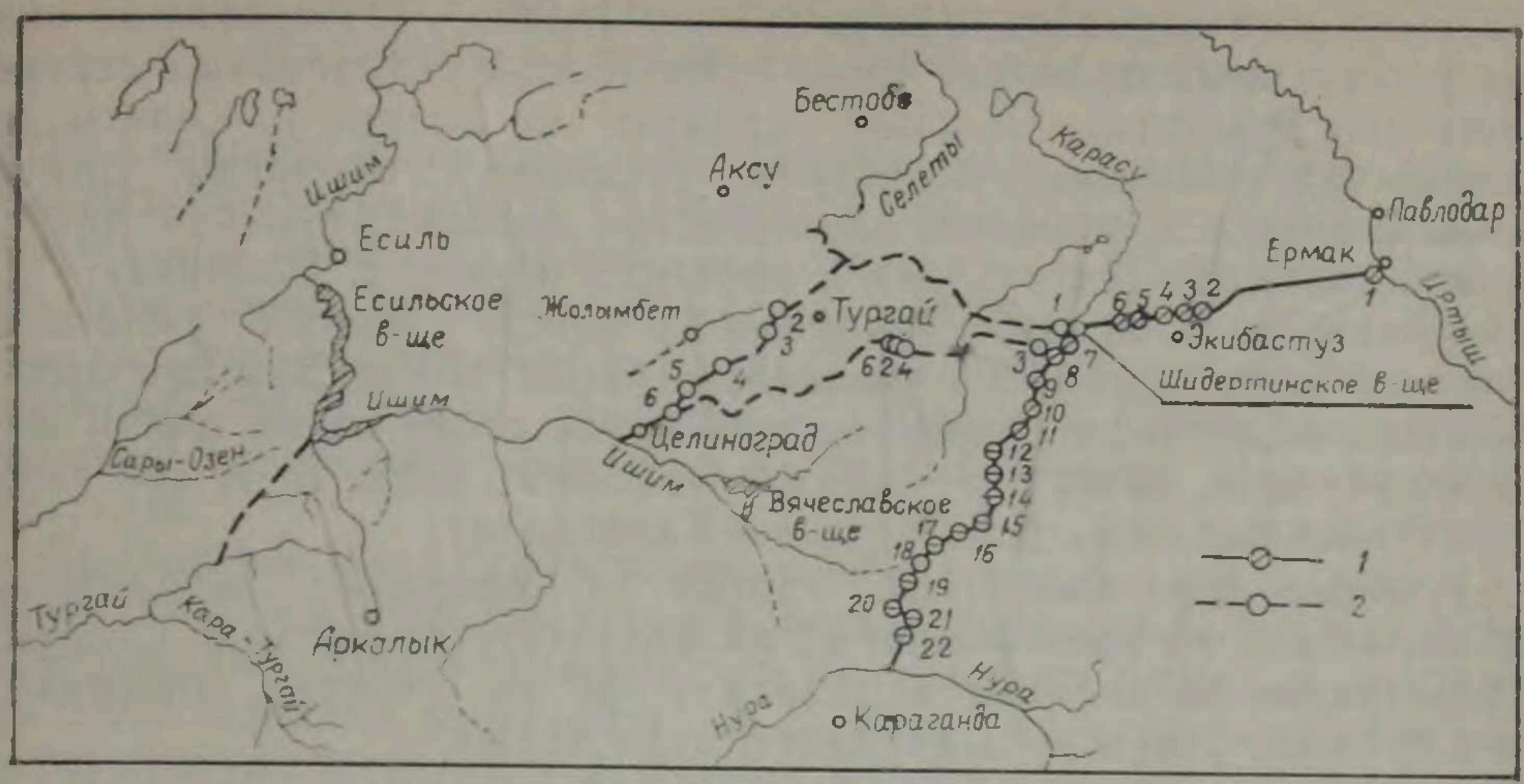


Рис. 7. Схема Целиноградской ветки канала Иртыш—Караганда (вариант IV): *1* — канал Иртыш — Караганда, *2* — вариант трассы Целиноградской ветки

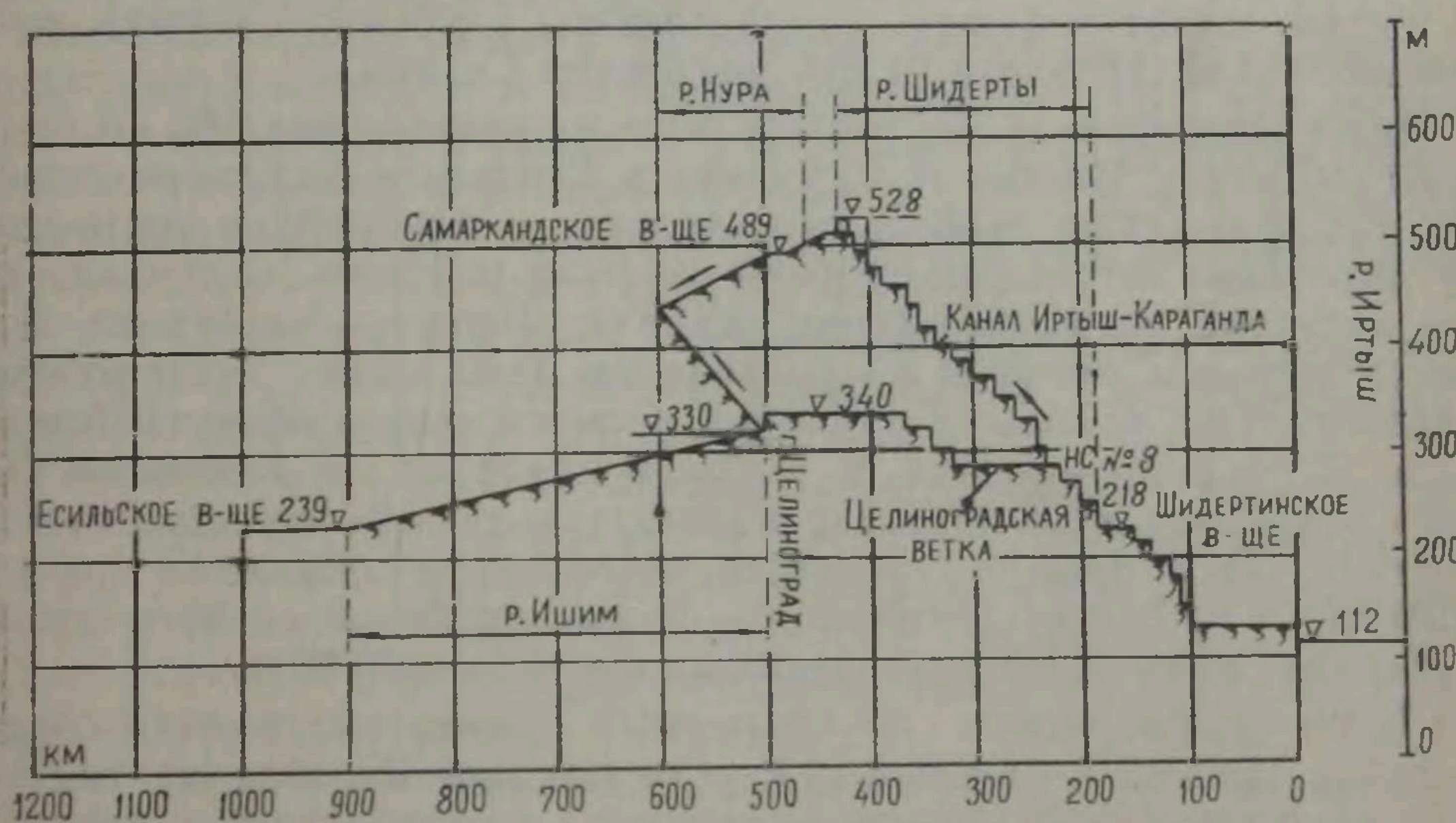


Рис. 8. Продольный профиль канала Иртыш — Караганда и его Целиноградской ветки

ты перебрасывается по уже построенному каналу Иртыш—Караганда, используется его избыточная пропускная способность (до 30 м³/с), для обеспечения пропуска дополнительного расхода потребуется соответствующее увеличение сечения канала;

б) от Шидертинского водохранилища (на трассе канала Иртыш—Караганда) берет начало Целиноградская ветка (с отм. 218 м) и заканчивается включением в русло р. Ишим в районе Целинограда (отметка 331,0 м);

в) возможны 2 варианта трассы канала (ветки). По одному из них (северному) вода проходит через район Бощекуля, огибая с севера отроги гор Ерментау, и далее следует по долине р. Селеты до водораздела с Ишимом, по второму (южному) варианту трасса прокладывается в основном параллельно железнодорожной магистрали Павлодар—Целиноград и проходит вблизи г. Ерментау;

г) наивысшая отметка водораздела между реками Селеты и Ишим в обоих вариантах одинакова и равна 350 м. Для преодоления этого водораздела предусматривается сооружение шести насосных станций, каждая с высотой подъема воды 20 м (по типу осуществленных на канале Иртыш—Караганда);

д) общая протяженность трассы по северному варианту — 308 км, из них на протяжении 65 км используется русло р. Селеты. Длина трассы по южному варианту — 269 км. Участки, совмещенные с руслами рек, в этом варианте отсутствуют;

е) по северному варианту, первые 160 км трассы характеризуются значительной изрезанностью рельефа местности (междуречье рек Оленты и Селеты). По трассе южного варианта рельеф местности более спокойный, однако на отдельных участках, вероятно, нельзя будет избежать сравнительно глубоких выемок при пересечении водораздела между притоками Селеты.

Ниже Целинограда иртышская вода на протяжении 380 км проходит по руслу Ишима и поступает в Есильское водохранилище. Это водохранилище необходимо строить в ближайшие годы для регулирования естественного режима стока р. Ишим. В предлагаемом варианте развития системы канала Иртыш—Караганда оно явится узловым пунктом распределения иртышской воды между потребителями, которыми являются промышленные объекты Аркалыка, Державинки, Есиля, а также Кушмуруна и Кустаная. От этого водохранилища нетрудно подавать воду в р. Тургай. Осуществление такой подачи технически несложно и сопряжено только с коротким прокопом (длиной 30—40 км) глубиной до 60 м или с перекачкой воды через водораздел на высоту около 60 м.

Легко осуществимая по природным условиям водная связь бассейна Ишима с бассейном Тургая придает Есильскому гидроузлу, если его рассматривать в сочетании с предлагаемым вариантом подпитывания Ишима из Иртыша, особое хозяйственное значение.

Подача иртышской воды в район Целинограда, имеющего отметку над уровнем моря 330 м, с использованием канала Иртыш—Караганда, русла р. Ишим была сопряжена с закачкой воды на общую высоту 417 м. Подача воды в эту же точку по Целиноградской ветке связана с подъемом ее на высоту 218 м. Таким образом, строительство Целиноградской ветки позволяет снизить суммарную высоту подъема иртышской воды на 18 м и тем самым значительно снизить себестоимость подаваемой в Ишим воды.

4.6. СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ СЕВЕРНОГО И ЦЕНТРАЛЬНОГО КАЗАХСТАНА

Важнейшим фактором, способствующим росту производительных сил Центрального и Северного Казахстана, является водообеспечение сельского хозяйства — регулярное и лиманное орошение, обводнение пастбищ, хозяйственно-питьевые и другие нужды сельских населенных пунктов и предприятий. Эта проблема стала особенно острой после освоения к 1960 г. в указанном регионе огромных массивов целинных и залежных земель под зерновые культуры.

Принципиальным направлением обеспечения водой сельского хозяйства здесь принято строительство групповых и локальных водопроводов на базе поверхностных и подземных водных ресурсов, что дало хорошие результаты. В регионе построены и успешно эксплуатируются групповые и локальные водопроводы общей проектной длиной 11 241 км, намечается построить до 2000 г. еще 8474 км.

Ниже остановимся вкратце на системе сельхозводоснабжения каждой области в отдельности [118].

Карагандинская область. Надежным источником централизованного водоснабжения сельских населенных пунктов и обводнения пастбищ области здесь являются подземные воды, приуроченные к среднежарлинскому, 3-й горизонт Молодецкого, ниже — Киевское месторождение, откуда предусмотрен забор воды для групповых водопроводов, а также канал Иртыш—Караганда.

В области уже существуют водопроводы Киевский и Куу-Чекинский, проектируются Молодежно-Осакаровский, Токаревский, Нуринский II очередь (табл. 141, рис. 9).

Джезказганская область. Надежным источником централизованного водоснабжения сельских населенных пунктов и обводнения пастбищ в области являются также подземные воды, приуроченные к Кожамсиитскому, Талдыеспенскому и Жаман-Сарысуйскому месторождениям, откуда предусмотрены забор воды для групповых водопроводов.

Проектируется строительство на ближайшие годы Атасуйского, Ортауского, Нуринского, а в перспективе Кзылтауского, Сарыкенгирского групповых водопроводов общей протяженностью около 900 км (см. табл. 140, рис. 10).

Тургайская область. Для водоснабжения сельских населенных пунктов используются как поверхностные, так и подземные воды. Поверхностные воды распределены по территории области неравномерно. Особенно бедны ими южные и юго-восточные районы. Слагаются эти ресурсы из стока рек Ишим и Тургай с притоками.

Подземные воды здесь распределены также неравномерно, главным образом в северной части области. Так, для Октябрьского группового водопровода источником является Тюнтюгурское месторождение подземных вод, Энтузиаст-Ярославского — 2 шахтных

Таблица 141. **Показатели крупных водопроводов сельскохозяйственного назначения, построенных и намеченных до 2000 г.**

Область	Водопровод	Источник водоснабжения	Протяженность, км	Производительность		Кол-во пунктов водоразделов	Площадь обводнения, тыс. га	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч
				тыс. м³/сут	млн м³/год			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
			Существующие					
Карагандинская	Киевский	Подземные воды	189,0	9,09	3,32	—	470,1	11,54
	Куу-чекинский	Канал Иртыш—Караганда	25,6	3,40	1,27	—	—	3,20
			Проектируемые					
	Молодежно-Осакаровский	Канал Иртыш—Караганда	545,0	43,20	10,79	42	—	55,19
	Токаревский	»	280,0	21,36	7,80	29	—	27,28
	Нуринский II очередь	Подземные воды	390,0	17,7	6,46	36	—	22,47
			Проектируемые					
Джезказганская	Атасуйский	Подземные воды	95,0	6,50	2,3	3	179,4	7,12
	Ортауский	»	190,0	5,70	2,08	15	100	6,24
			Перспективные					
	Кызылтауский	Подземные воды	182,0	3,65	1,46	—	267,0	3,33
	Сарыкенгирский	»	400,0	5,65	2,08	7	1155,0	6,24

Тургайская			Существующие					
	Нуринский (I очередь)	Подземные воды	216,2	8,68	31,7	11	80	46,00
	Львовско-Державинский	Р. Ишим	403,0	4,5	16,42	—	—	21,4
			Перспективные					
	Нуринский (II очередь)	Вдхр. Терсаккан	255,5	3,86	14,1	17	—	20,45
	Джангульдинский	Подземные воды	290,0	1,18	4,34	31	—	6,25
	Тосымкумский	»	120,0	3,06	1,12	—	—	1,62
	Байсакальский	»	480,0	7,28	2,66	17	—	3,85
	Октябрьский	»	265,0	129,01	47,09	—	—	68,37
	Львовско-Державинский	»	403,8	13,4	4,92	—	—	7,10
	Кийминский	»	147,9	86,0	31,39	12	—	45,58
Кустанайская			Существующие					
	Ишимский	Р. Ишим	1067,0	42,42	15,48	93	60	22,48
	Пресновский	»	270,0	2,55	0,93	26	50	1,35
	Кустанайский	Вдхр. Каратомарское	386,0	5,12	18,7	33	50	2,71
	Уркашский	Подземные воды	145,0	5,4	1,97	12	100	2,86
	Смирновский	»	262,0	17,64	6,43	19	40	9,34
			Перспективные					
	Соколовский	Р. Ишим	312	18,00	6,57	44	60	9,54

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			Существующие					
Северо-Казахстанская	Пресновский	Р. Тобол, Ишим	1414,0	76,00	27,74	188	80	40,28
	Булаевский	»	1500,9	34,40	12,60	218	74	18,23
	Ишимский	»	597,02	18,40	6,72	75	50	9,75
	Сергеевский	Вдхр. Сергеевское	155,6	4,30	1,45	9	20	2,27
			Существующие					
Кокчетавская	Булаевский	Р. Ишим	481,0	18,58	6,8	45	—	9,84
	Беловодский	Р. Иртыш	1301,0	34,4	12,58	91	—	18,23
	Ишимский	Р. Ишим	198,0	27,0	10,22	24	4,1	14,31
	Пресновский	Р. Тобол, Ишим	500,0	20,10	7,30	49	—	10,65
	Яблоновский	Подземные воды	102,8	3,30	1,48	9	—	1,74
	Зерендинский (I очередь)	»	24,7	0,95	0,37	4	—	0,50
			Проектируемые					
	Кокчетавский межрайонный	Р. Ишим	625,3	45,47	14,11	75	—	23,4
	Валиханов-ский	Подземные воды	105,0	3,20	1,16	6	—	1,72
	Зерендинский (II очередь)	»	32,8	3,12	1,13	2	—	1,68
			Существующие					
Целиноградская	Селетинский	Вдхр. Селетинское	343,0	29,03	10,61	28	—	18,23
	Нуринский (I очередь)	Подземные воды	906,9	14,7	5,4	16	—	7,79
	Джангиз-Кудук-Павлоградка	Подземные воды	36,0	3,9	1,46	—	—	2,27

		Перспективные						
	Нуринский (II очередь)	Подземные воды	794,7	9,9	3,64	21	35	5,24
		Существующие						
Павлодарская	Беловодский	Р. Иртыш	405,0	32,95	12,03	39	50	35,96
	Майский	»	432,5	16,9	6,16	35	100	15,42
		Перспективные						
	Баянаульский	Канал Иртыш—Караганда	300,0	15,8	5,76	—	961,8	14,42
	Ермаковский	»	228,0	17,2	6,28	—	525,6	18,83
	Павлодарский	Р. Иртыш	921,0	32,7	11,9	—	1319,6	35,82
	Шидертинский	Канал Иртыш—Караганда	170,0	12,0	4,38	—	407,6	10,59
	Железинский	Подземные воды	378,0	19,84	7,24	—	549,8	21,7
	Кичирский	»	352,0	21,4	7,81	—	514,5	23,4

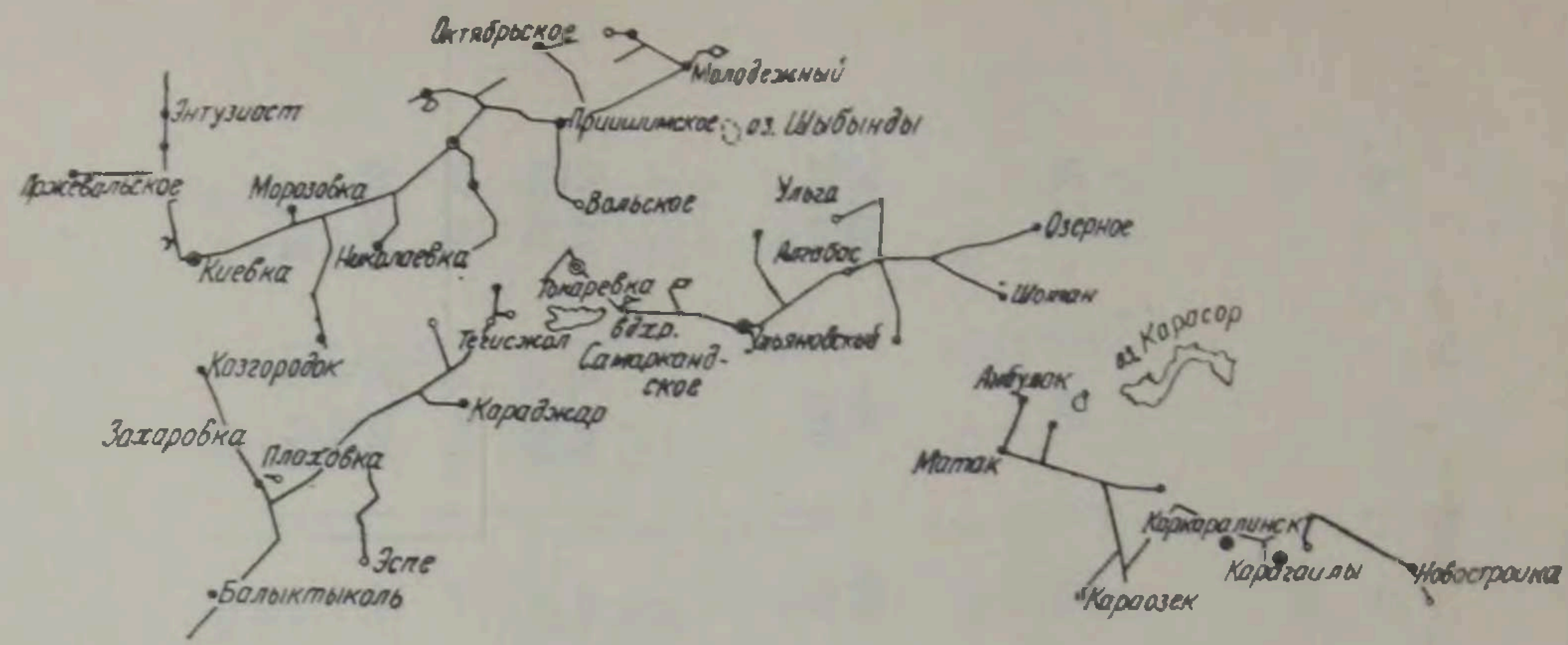


Рис. 9. Основные водопроводы Карагандинской области

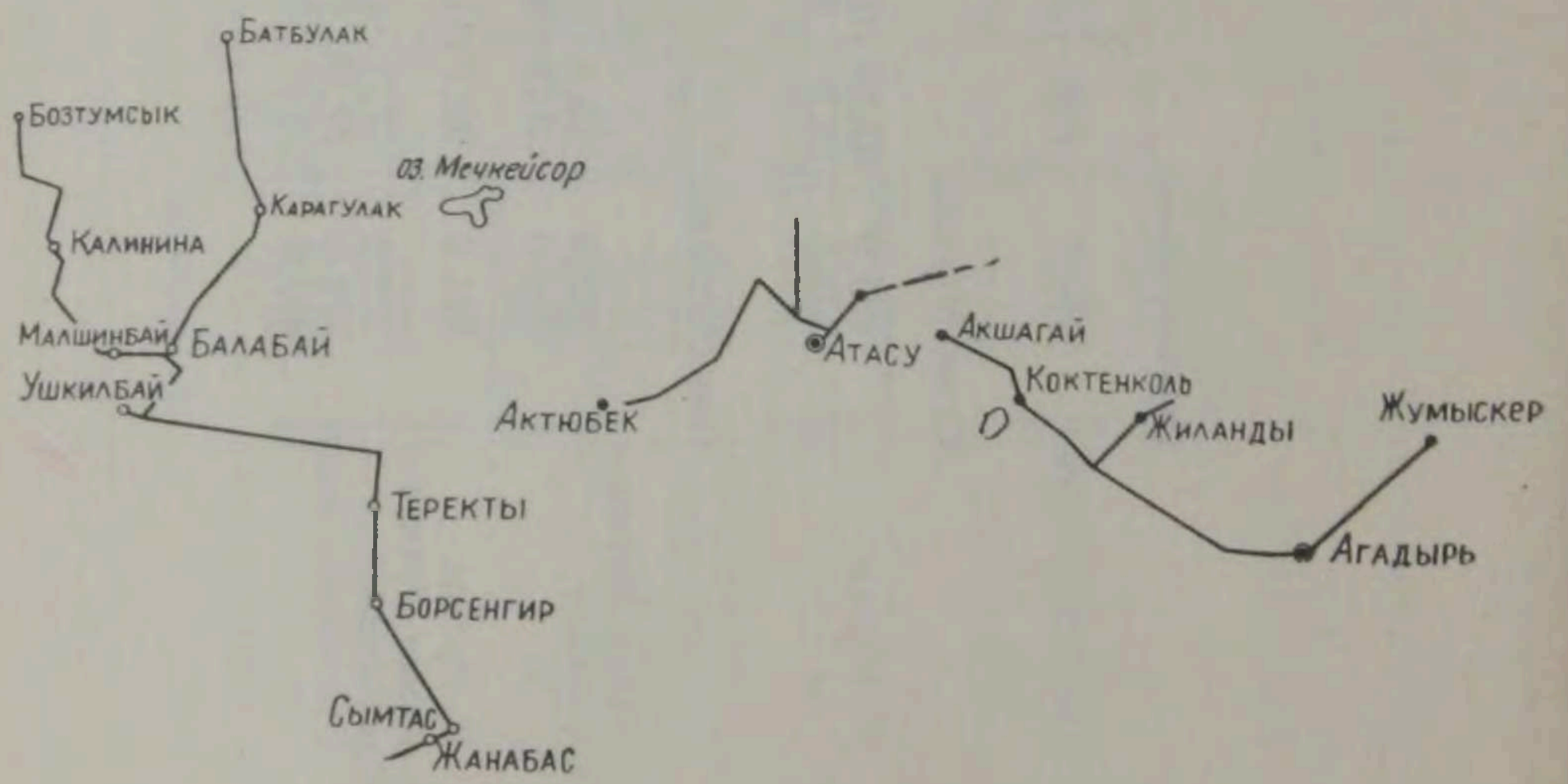


Рис. 10. Основные водопроводы Джезказганской области

колодца одновременно с забором из пруда (производительность скважин — 1,5 тыс. м³/сут), Джаныспай-Московский-Дальнего — аллювиальные подземные воды.

Центральная часть области удовлетворительно обеспечена подземными пресными водами. В зоне разведаны 5 месторождений подземных вод: Терсакканское, Тастинское, Каратургайское, Байсакальское и Амантогайское. Первое из них — Терсакканское — используется в качестве водоисточника действующего Нуринского группового водопровода (Терсакканская ветка).

В области в настоящее время действуют 2 крупных групповых водопровода — Нуринский и Львовско-Державинский.

Нуринский, сданный в эксплуатацию в 1979 г., охватывает 2 области — Тургайскую и Целиноградскую, образуя 2 ветки с дву-

мя водозаборами. Фактически обе ветки работают независимо, а как концевым потребителям Тургайской области вода из Целиноградской области не поступает.

Терсакканская ветка Нуринского группового водопровода охватывает ряд хозяйств Аркалыкского, Жанадалинского и Кийминского районов. Схема действующего водопровода тупиковая. На водопроводе действуют 4 насосных станции второго и последующего подъемов. Львовско-Державинский групповой водопровод сдан в эксплуатацию в 1973 г. Источником водоснабжения является бесплотинный водозабор на р. Ишим, проектная мощность — 13,5 тыс. м³/сут.

Помимо вышеназванных групповых водопроводов в области действует Джаныспай-Московский-Дальний водопровод, водоисточник их — подземные воды аллювиальных отложений. Он обеспечивает водой ряд населенных пунктов Есильского района. Здесь имеется Энтузиаст-Ярославский групповой водопровод, водоисточник его — шахтные колодцы (два) и пруд на балке, протяженность водовода — 89,5 км, он охватывает ряд хозяйств Жаксынского района.

Казгипросельхозводом предлагается в обозримой перспективе строить Джангельдинский, Тосымкумский, Байсакальский, Октябрьский, Львовско-Державинский, Кийминский групповые водопроводы. Схемой предполагается по варианту «максимум» соединить к 2000 г. Энтузиаст-Ярославский групповой водопровод с Октябрьским с обвязкой северных и центральных водопроводов области, что намного улучшит их работу.

Суммарная протяженность перечисленных водоводов — 2179,4 км (см. табл. 140, рис. 11).

Кустанайская область. В области имеется несколько групповых водопроводов, среди них такие крупные, как Ишимский протяженностью по территории Кустанайской области 1067 км, Пресновский, Затобольский, Уркашский, Волгоградский, I очередь Чандакского, Федоровская и Комсомольская ветки Смирновского группового водопровода. На стадии строительства находятся групповые водопроводы: Пресновский, I очередь Покровского, Сахаровского и Чандакского. В перспективе предполагается строить Соколовский водовод (см. табл. 140, рис. 12).

Северо-Казахстанская область. На территории области почти нет подземных источников, поэтому для сельскохозяйственного водоснабжения используется вода р. Ишим. На базе водных ресурсов р. Ишим и частично р. Тобол здесь построены такие крупнейшие групповые водопроводы, как Пресновский длиной 1414 км, Булаевский (1500), Ишимский (597), Сергеевский (156 км), суммарной протяженностью 3669 км. Перечень существующих, строящихся и намечаемых в перспективе групповых водопроводов с их основными показателями приведены в табл. 141, размещение же — на рис. 13.

Наряду с новым строительством водопроводов начиная с 1980 г.

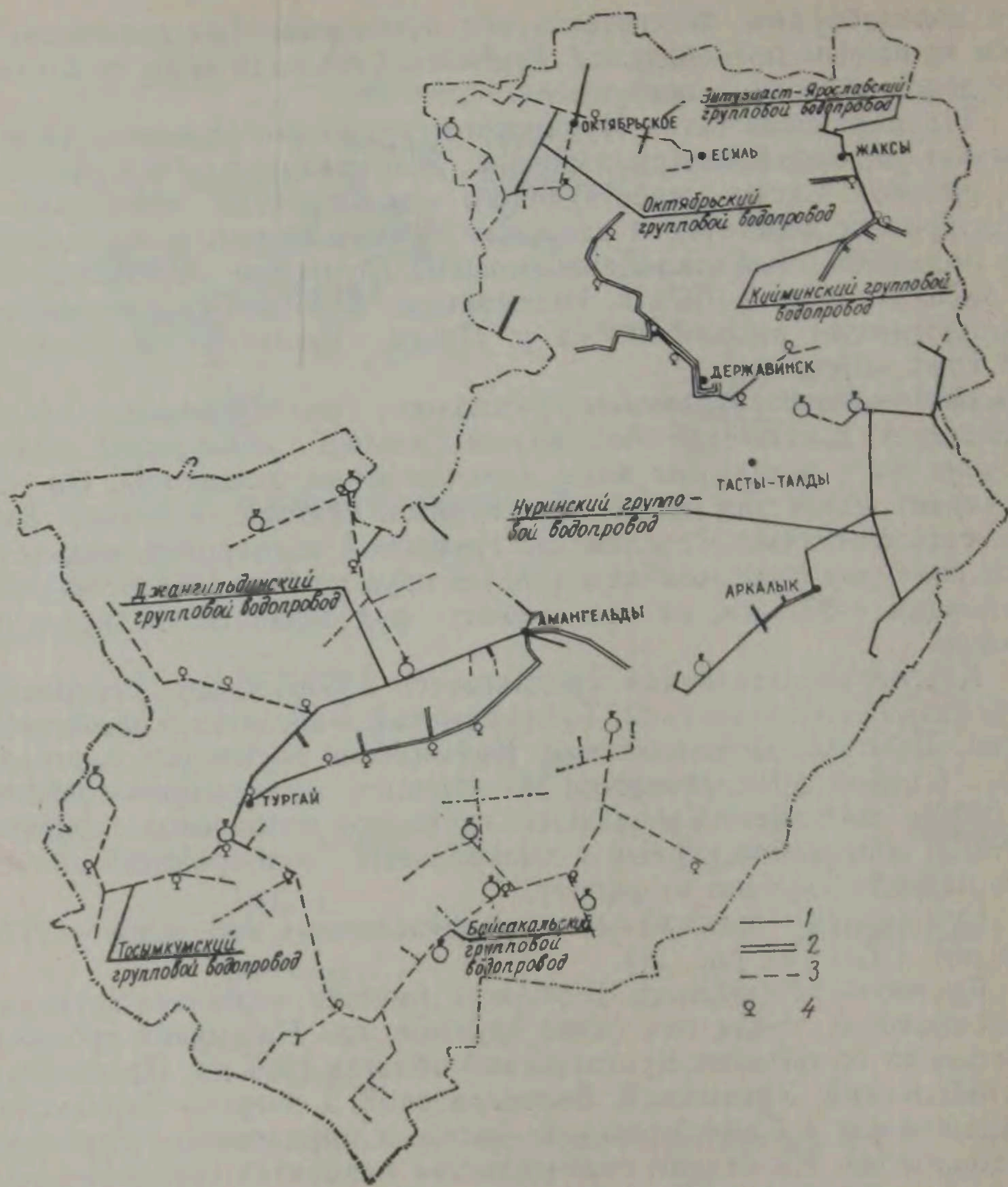


Рис. 11. Основные водопроводы Тургайской области: *1* — существующие; *2* — проектируемые и перспективные; *3* — локальные водопроводы; *4* — насосные станции

ведется реконструкция существующих водопроводов. Казгипроводохозом в 1981 г. разработана «Схема реконструкции и увязки взаимной работы групповых водопроводов Северного Казахстана». Предусматривается строительство дополнительных водозаборных сооружений и насосных станций II подъема на Булаевском и Ишимском водопроводах.

В связи с истечением к 1990 г. срока службы Ишимского и Булаевского водопроводов предусмотрены замена устаревших труб на новые и параллельная прокладка дополнительных трубопрово-

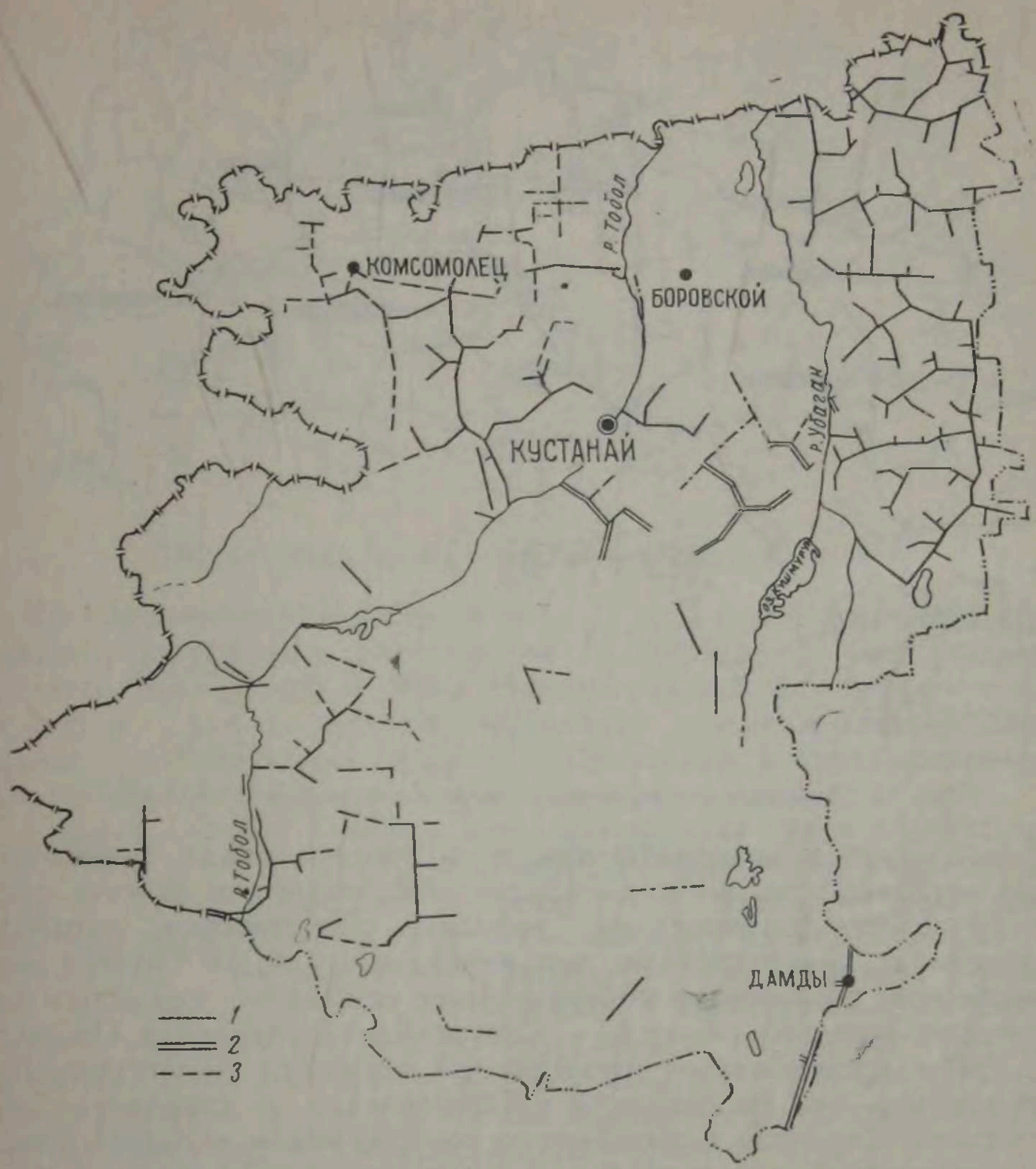


Рис. 12. Основные водопроводы Кустанайской области: *1* — существующие; *2* — проектируемые и перспективные; *3* — локальные

дов на участках, где труба еще некоторое время может эксплуатироваться.

Расчеты водопотребления в области показывают, что в 2000 г. появляется значительный дефицит в воде. Проектируемое Бузулукское водохранилище для регулирования стока р. Ишим не обеспечивает потребности народного хозяйства.

Основные характеристики водоводов приведены в табл. 140, а размещение их — на рис. 13.

Кокчетавская область. В Щучинском, Чистопольском, Зерендинском, Арыкбалыкском, Рузаевском районах водоснабжение сельских населенных пунктов решается в основном строительством

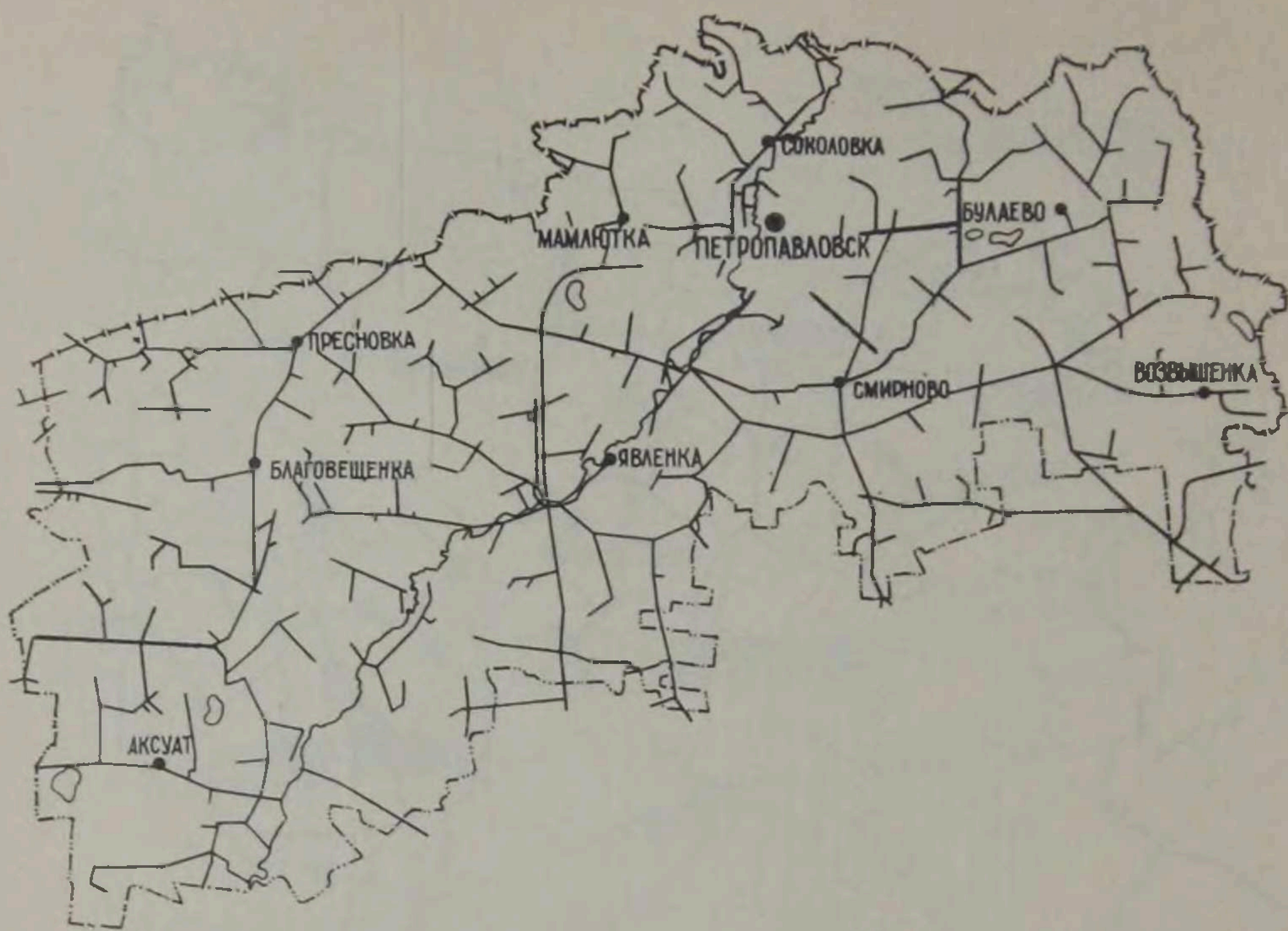


Рис. 13. Основные водопроводы Северо-Казахстанской области

локальных систем водоснабжения на подземных водах. Водоснабжение остальной территории области обеспечивается за счет систем групповых водопроводов, водными источниками которых являются как поверхностные, так и подземные воды. Причем все водозаборные сооружения поверхностных источников находятся на территории соседних областей — Северо-Казахстанской и Омской.

С 1984 г. продолжается строительство таких крупных групповых водопроводов, как Беловодский и Пресновский, и намечается Зерендинский. Строятся водозаборные сооружения и головной участок магистрали Кокчетавского районного водопровода для подачи воды из Сергеевского водохранилища (в Северо-Казахстанской области) в Щучинский, Макинский промрайоны и Боровскую курортную зону общей протяженностью 625,3 км.

По данным [118], к 2000 г. в области должны быть построены групповые водопроводы общей длиной 3,4 тыс. км. Перечень существующих и строящихся групповых водопроводов, а также намечаемых в обозримой перспективе приведен в табл. 141, схематическая карта их размещения — на рис. 14.

По области до 2000 г. предполагается вести в эксплуатацию по варианту минимум групповых водопроводов общей протяженностью 1924 км, локальных — 759 и разводящих — 1121 км, а по варианту максимум — соответственно 1924, 1027, 1479 км. В обоих вариантах намечается реконструкция групповых водопроводов на общую длину 2252 км.

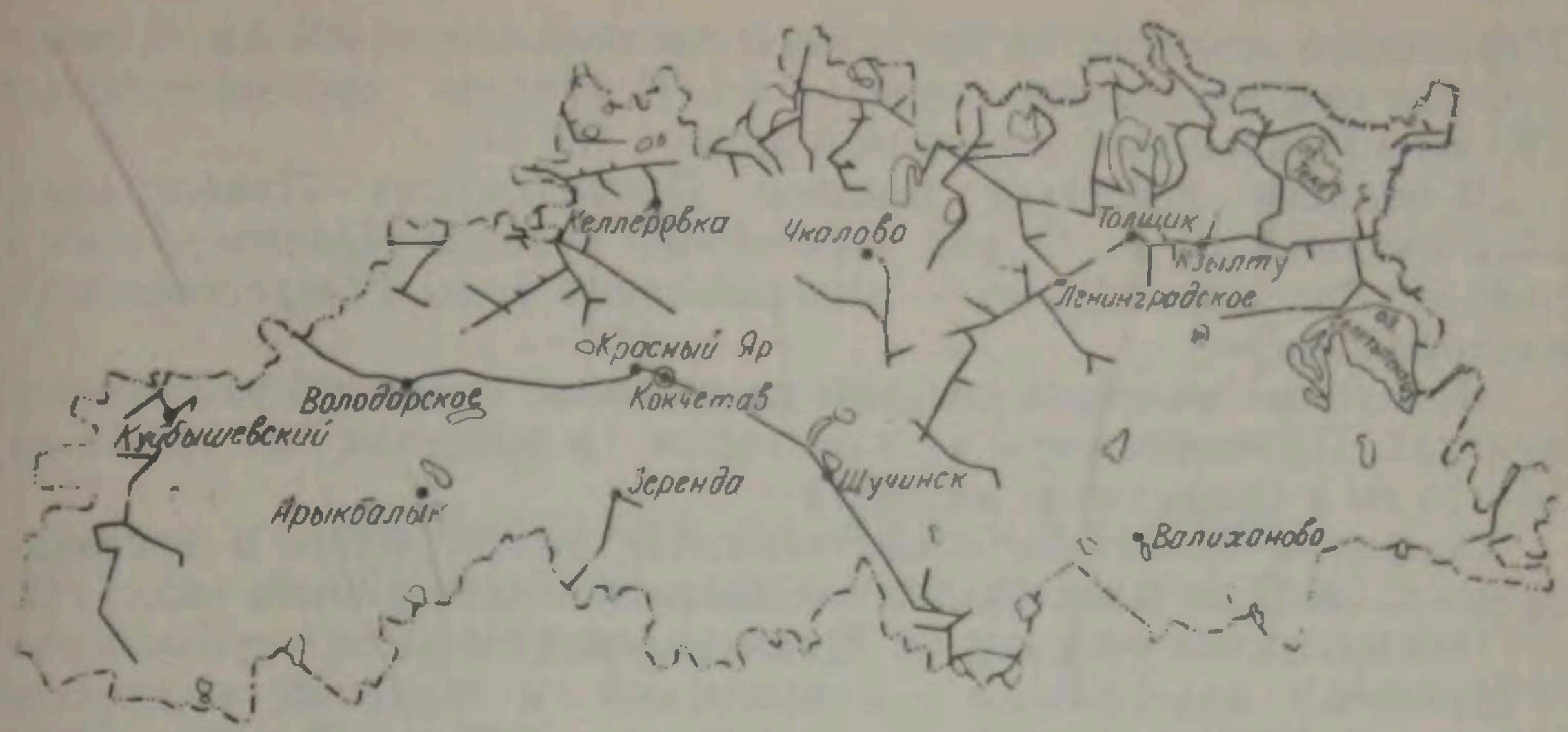


Рис. 14. Основные водопроводы Кокчетавской области

Целиноградская область. В области действуют 2 крупных групповых водопровода — Селетинский и Нуринский, строительство которых было начато в 1965 г. Водоисточником для первого из них служит р. Селеты, зааккумулированная водохранилищем многолетнего регулирования, второго — Нуринское месторождение подземных вод.

Первая очередь Селетинского водопровода сдана в эксплуатацию в 1973 г. В 1978 г. был построен дополнительный участок водовода от Новомарковки до г. Ерментау. Системой водопровода охвачены населенные пункты Алексеевского, Шортандинского, Ерментауского, Селетинского и Целиноградского районов, 2 районных центра (один из них — город). Протяженность магистралей I очереди Селетинского водопровода составляет 343,0 км, проектом II очереди предусмотрена укладка труб диаметром от 100 до 700 мм еще на 185,2 км. На водопроводе действуют 3 насосные станции второго и последующего подъемов.

Нуринский групповой водопровод начал действовать с 1967 г. Он охватывает 2 области — Целиноградскую и Тургайскую, образуя 2 ветки с двумя водозаборами. Фактически обе ветки работают независимо.

Целиноградская ветка Нуринского водопровода охватывает хозяйства Астраханского, Атбасарского, Краснознаменского, Кургальджинского, Мариновского и Целиноградского районов. С целью водообеспечения группового водопровода на Приишимском месторождении подземных вод у села Сергеевка Атбасарского района ведутся работы по строительству водозабора мощностью 10 тыс. м^3 в сутки. Намечается расширение существующего водозабора и насосной станции второго подъема на Нуринском месторождении подземных вод с целью использования всех утвержденных эксплуатационных запасов их в объеме 27,3 тыс. м^3 в сутки.

Магистральные части и ответвления I очереди к потребителям

Нуринского водовода имеют общую протяженность 907 км. В перспективе предполагается строить его II очередь протяженностью 795 км и Покровский водопровод длиной 180 км.

В области действует водовод Джангизкудук—Павлоградка, обеспечивающий водой ряд населенных пунктов Целиноградского района. Водоисточник его — аллювиальные воды Рождественского месторождения.

Локальные водопроводы действуют более чем в 100 населенных пунктах. Протяженность их колеблется в пределах от 1,5—3 до 10—15 км и продолжает возрастать.

Основные проектные показатели как действующих и проектируемых, так и перспективных водопроводов приведены в табл. 141.

Павлодарская область. В Павлодарской области существуют 2 групповых водопровода — Беловодский и Майский, водозабор их — из р. Иртыш, общая протяженность — 838 км. В перспективе предполагается строить групповые водопроводы: Баянаульский, Ермаковский, Павлодарский, Шидертинский, Железинский и Качирский с суммарной протяженностью 2349 км. Показатели всех существующих и намечаемых групповых водопроводов приведены в табл. 141.

Надежным источником централизованного водоснабжения сельских населенных пунктов и обводнения пастбищ здесь являются р. Иртыш, канал Иртыш—Караганда, подземные воды аллювиальных отложений древних и современных долин р. Иртыш, водоносные горизонты меловых отложений.

По варианту минимум предусмотрено строительство 24 групповых водопроводов общей протяженностью до 2442,5 км, по варианту максимум — 3025 км до 2005 г.

Глава 5

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Полное, устойчивое и высокоэффективное удовлетворение потребностей народного хозяйства в электрической и тепловой энергии требует опережающего развития электро- и теплоэнергетики, в частности дальнейшей централизации энергоснабжения и концентрации мощностей за счет увеличения единичной мощности агрегатов и электростанций, обеспечения оптимальной структуры и размещения генерирующих мощностей с учетом рационального использования энергетических ресурсов и режимов энергопотребления, развития электрических и тепловых сетей, обеспечения энергетической сбалансированности отдельных регионов.

Энергетика Северного и Центрального Казахстана, занимая ведущее положение в республике, характеризуется следующими показателями: потребление электроэнергии — 54%, тепловой энергии — 50, производство электрической энергии — 67, установленная мощность электростанций — 65, добыча энергетического угля — 100% от показателей по республике в целом.

Как отмечалось в главе 2, в 1985 г. народным хозяйством данного региона потреблено 49,2 млрд кВт·ч электроэнергии, 84,3 млн Гкал тепла, 5,9 млн т условного топлива на технологические цели. На перспективу I, II и III расчетных уровней потребность региона (в пределах зоны неопределенности, принимаемой нами соответственно ±5, ±7 и ±10%) в электроэнергии достигнет 70, 84 и 100 млрд кВт·ч, тепловой энергии — 109, 121 и 132 млн Гкал и должна быть обеспечена прежде всего за счет развития генерирующих мощностей в регионе.

Энергетика региона развивается в основном на базе освоения богатейших запасов энергетических углей региона, количественные и качественные характеристики которых подробно изложены в главе 1.

В регионе практически отсутствуют экономически целесообразные для освоения гидроэнергетические ресурсы, поэтому развития ГЭС в этом районе на перспективу не предвидится. Основными источниками топливных ресурсов являются угли Карагандинского,

Экибастузского, Майкюбенского, Тургайского, Куу-Чекинского, Борлинского, Шубаркольского месторождений и бассейнов. На основе этих углей сооружаются теплоэлектроцентрали для электро- и теплоснабжения крупных городов и промышленных центров, а также мощные конденсационные электростанции.

На базе экибастузских углей строится топливно-энергетический комплекс проектной мощностью 20 млн кВт в составе пяти ГРЭС по 4 млн кВт. В перспективе можно ожидать создания Тургайского ТЭК такой же мощностью, как и Экибастузский, на базе освоения Тургайского буроугольного месторождения.

Создание этих топливно-энергетических комплексов позволит не только обеспечить собственные потребности региона в электроэнергии, но и передавать значительное ее количество в другие районы республики и страны. Для этого имеются связи по ЛЭП на напряжение 220 и 500 кВт с Восточным Казахстаном, Западной Сибирью и Уралом. В регионе построены ЛЭП переменного тока на напряжение 1150 кВ Экибастуз—Урал, Экибастуз—Барнаул и строится ЛЭП постоянного тока на 1500 кВ Экибастуз—Тамбов. Завершается создание транзитной связи по ЛЭП на 500 кВ Экибастуз—Караганда—Алма-Ата — ОЭС Средней Азии. Планируется соружение в ближайшее время линии электропередач на 1150 кВ Экибастуз—Агадырь—Южно-Казахстанская ГРЭС с выходом ее в ОЭС Средней Азии. Следовательно, Северный и Центральный Казахстан в перспективе останется основным электро- и топливопроизводящим регионом республики. Масштабы развития тепловых электростанций, разумеется, зависят от объемов и темпов роста добычи энергетического топлива, вывоза его за пределы республики, развития схем централизованного теплоснабжения и других факторов.

5.1. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

На производство теплоэнергии в настоящее время расходуется около 34% потребляемого в регионе котельно-печного топлива. В перспективе потребность в топливе на цели теплоснабжения будет расти и останется одной из основных составляющих топливного баланса региона. Поэтому вопросы рационального развития схем теплоснабжения имеют важное значение.

За период с 1985 г. по III расчетный уровень потребность в тепловой энергии возрастет в 1,56 раза и достигнет 132 млн Гкал. Как показали наши исследования, уровень централизации теплоснабжения увеличится с 74,2 до 77,3%, соответственно снизится удельный вес отпуска тепла децентрализованными источниками.

Основным направлением развития централизованного теплоснабжения является теплофикация производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, что позволяет существенно снизить потребность в топливе на цели электро- и теплоснабжения.

Теплоснабжением от ТЭЦ в 1986 г. были охвачены все областные города Северного и Центрального Казахстана, кроме Кокче-

тава, 6 промышленных центров, такие, как Темиртау, Балхаш, Рудный, Степногорск, Экибастуз и Шахтинск. На конец 1985 г. в регионе действовало 20 тепловых электростанций, участвовавших в теплоснабжении промышленных и коммунально-бытовых потребителей установленной электрической мощностью 4192 МВт. Электрическая мощность теплофикационных турбин составила 3632 МВт, тепловая отборов турбин — 7258 Гкал/ч, отпуск тепла — 35,6 млн Гкал, из них отработанным паром — около 69%. Удельный вес отпуска тепла от ТЭС в централизованном теплоснабжении достиг 57%.

Развитие теплофикации зависит от темпов роста и концентрации тепловых нагрузок. Рассмотрим вкратце перспективы развития схем централизованного теплоснабжения основных городов Северного и Центрального Казахстана.

Кустанай — административный, культурный и промышленный центр одноименной области с населением на 1.01.86 г. 206,9 тыс. чел., расположен на левом берегу среднего течения р. Тобол. Здесь функционирует более 80 предприятий различных отраслей промышленности. Наибольшее развитие получила промышленность химическая, легкая, стройматериалов и пищевая. Крупными предприятиями являются заводы искусственного и химического волокна, камвольно-суконный комбинат. В перспективе предусматриваются реконструкция и расширение существующих и строительство новых предприятий машиностроения, электротехники, строительной индустрии и энергетики.

Расчетные тепловые нагрузки Кустаная в 1985 г. составили 1600 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 4,9 млн Гкал, из которых 72% израсходовано в отраслях промышленности. Уровень централизации теплоснабжения составил 83% [112]. Город имеет двухтрубную тупиковую схему теплоснабжения. Схема горячего теплоснабжения открытая.

На перспективу до II расчетного уровня, по данным САО ВНИПИэнергопрома, объем теплопотребления возрастет по сравнению с 1985 г. в 1,4 раза и достигнет 6,8 млн Гкал. Причем удельный вес потребления тепла в жилищно-коммунальном секторе города в перспективе несколько снизится. Основными теплоисточниками города в 1985 г. были Кустанайская ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой — 436 Гкал/ч, 3 районные котельные тепловой мощностью 132 Гкал/ч (№ 1), 281,5 (№ 2) и 230 (№ 3), имеется значительное количество промышленных, коммунальных котельных, а также индивидуальные отопительные установки.

В структуре покрытия потребности в тепловой энергии города в 1985 г. теплоэлектроцентрали занимали 22%, централизованные котельные (производительностью 50 Гкал/ч и выше) — 61%, котельные производительностью менее 50 Гкал/ч и индивидуальные отопительные установки в сумме немногим более 17% [112].

Перспективы развития теплоисточников Кустаная представляются следующими. Основное оборудование существующей тепло-

электроцентрали на средние параметры пара маломощное, морально и физически устарело. После демонтажа паровых турбин станция будет использоваться в качестве районной котельной и в городе не будет наиболее экономичного, комбинированного производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ. Поэтому главной задачей в развитии теплоисточников города является форсированное сооружение здесь теплоэлектроцентрали, предложенной САО ВНИПИэнергопромом, электрическая мощность новой ТЭЦ в Кустанае (ТЭЦ-2) на II расчетный уровень может составить 350 МВт, тепловая мощность отборов турбин — 620 Гкал/ч. Теплоэлектроцентраль обеспечит около 47% общей потребности тепловой энергии города. Уровень централизации теплоснабжения достигнет около 96% [112].

Рудный — крупный промышленный центр Кустанайской области, расположен на левом берегу р. Тобол в 40 км на юго-запад от Кустаная. Город возник в 1957 г. в связи со строительством горно-обогатительного комбината. Здесь размещается одно из крупнейших горнорудных предприятий нашей страны — Соколовско-Сарбайский горно-обогатительный комбинат (ССГОК), его доля в общем теплопотреблении промышленных предприятий превышает 70%. Крупными предприятиями являются «Соколоврудстрой», «Железобетонстройдеталь», «Казогнеупор» и другие. В городе насчитывается более 70 промышленных и строительно-монтажных предприятий черной металлургии, стройиндустрии, пищевой, мясомолочной и местной промышленности.

Население города на 1.01.86 г. составило 116,4 тыс. чел. и за последние 7 лет выросло незначительно — всего на 13 тыс. чел. Расчетные тепловые нагрузки г. Рудного за 1985 г., по данным [111], составили около 890 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 2,6 млн Гкал, в том числе потребность жилищно-коммунального сектора — около 35%. На период до II расчетного уровня суммарное теплопотребление возрастет в 1,5—1,6 раза по сравнению с 1985 г.

Теплоснабжение Рудного на уровне 1985 г. осуществлялось от ТЭЦ электрической мощностью 134 МВт, тепловой — 805 Гкал/ч и более чем 20 промышленных котельных. На перспективу «Схемой теплоснабжения» [111] рекомендуется расширение Рудненской ТЭЦ энергетическим и водогрейными котлами без ввода электрической мощности, промышленной котельной треста «Казшахторудстрой»— водогрейными котлами. Получат развитие и другие промышленные котельные.

Караганда — крупный промышленный, административный и культурный центр одноименной области, расположен на территории Карагандинского бассейна с населением на 1.01.86 г. 624 тыс. чел. В пределах городской административной черты, площадью превышающей 75 тыс. га, разбросано большое количество крупных и мелких поселков и районов. Наиболее перспективными городскими образованиями, составляющими Караганду, являются Новый

город, Центральный угольный район и Сортировка. Районы располагаются на расстоянии 6—18 км друг от друга. Общий административный центр системы населенных пунктов, составляющих Караганду,— Новый город.

В Караганде получили развитие следующие отрасли промышленности: угольная, машиностроение, стройматериалов, легкая и пищевая. В настоящее время здесь насчитывается около 200 промышленных предприятий. Ведущей отраслью является угольная промышленность, которая характеризуется разбросанностью шахтного хозяйства по различным районам. Другие предприятия сконцентрированы в основном в промышленных зонах города.

За 1985 г. тепловые нагрузки жилищно-коммунального сектора (ЖКС) составили всего 1185 Гкал/ч, в том числе отопление — 902, вентиляция — 98, горячее водоснабжение — 185. Годовое теплопотребление ЖКС — 3,89 млн Гкал, т. е. 53% суммарного теплопотребления [108].

Суммарные тепловые нагрузки промышленных предприятий по пару — 496 т/ч, по горячей воде — 1115 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 3,36 млн Гкал. Наибольшее теплопотребление имеют шахты, Карагандинское отделение железной дороги. Уровень централизации теплоснабжения составил в 1985 г. около 41%. Теплоснабжение города осуществляется от Карагандинской ТЭЦ-1 электрической мощностью 36 МВт, тепловой — 460 Гкал/ч, Карагандинской ТЭЦ-3 электрической мощностью 330 МВт, тепловой — 525 Гкал/ч, котельной строящегося завода «Карагандасельмаш» тепловой мощностью 216 Гкал/ч и 215 промышленных и коммунальных котельных единичной мощностью от 0,2 до 67 Гкал/ч, суммарной мощностью 1445 Гкал/ч. Основную часть этой мощности — более 80% — занимают промышленные котельные средней мощностью около 12 Гкал/ч. Суммарная мощность отопительных котельных, на которых установлено 356 котлов, составила 236,4 Гкал/ч. Общая численность обслуживающего персонала котельных города превышает 2,4 тыс. чел. [88].

Схема теплоснабжения открытая, двухтрубная, тупиковая, с совместной подачей тепла на нужды отопления, вентиляции, бытового и технологического водоснабжения.

Дальнейшее развитие промышленного производства в городе предусматривается за счет технического перевооружения и расширения существующих, строительства новых предприятий, интенсификации производства, широкого развития жилищно-коммунального хозяйства, все это обусловливает значительный рост теплопотребления. За период с 1985 г. по II расчетный уровень потребность в тепловой энергии увеличится в 1,7 раза и достигнет 12,7 млн Гкал. Причем удельный вес потребления тепла в жилищно-коммунальном хозяйстве снизится с 53 до 42% [88].

Покрытие перспективных тепловых нагрузок города САО ВНИПИэнергопром предусматривает за счет:

— расширения ТЭЦ-3 электрической мощностью 320 МВт,

тепловой — 772 Гкал/ч с установкой дополнительно пяти пиковых котлов типа Е-160-14;

— реконструкции ТЭЦ-1 с переводом ее на работу в режиме районной котельной, расширения ее до мощности 880 Гкал/ч четырьмя котлами типа Е-160-14;

— строительства новой ТЭЦ-4 электрической мощностью 650/ /700 МВт, тепловой — 1000 Гкал/ч;

— расширения котельной завода резинотехнических изделий до 740 Гкал/ч;

— строительства групповой котельной № 1 тепловой мощностью 60 Гкал/ч в Северном промышленном районе;

— сооружения групповой котельной № 2 тепловой мощностью 300 Гкал/ч в районе железнодорожной станции Караганда-Сортировочная.

Кроме этого, для обеспечения промышленных предприятий технологическим паром предлагается построить 14 новых промышленных котельных суммарной мощностью 520 Гкал/ч.

Реализация предлагаемого развития схемы теплоснабжения Караганды [88] позволит:

— увеличить степень централизации теплоснабжения с 41% в 1985 г. до 72 на II расчетный уровень;

— вывести из работы более 200 морально устаревших и физически изношенных котельных суммарной тепловой мощностью около 1250 Гкал/ч и высвободить этим более 2000 человек обслуживающего персонала, значительно снизить удельный расход топлива на производство тепловой энергии и улучшить экологическое состояние воздушного бассейна города [88].

Темиртау — крупный промышленный центр Центрального Казахстана, расположен в 35 км севернее Караганды на южном берегу Самаркандского водохранилища на р. Нура. Численность населения города на 1.01.86 г.— 226,4 тыс. чел.

В городе действует 23 промышленных предприятия, из них наиболее крупные Карагандинский металлургический комбинат (КМК) и завод синтетического каучука. Все промышленные предприятия города расположены в двух промышленных зонах — западной и восточной.

Из-за ограничений по экологическим условиям здесь не намечается строительство новых крупных промышленных предприятий на перспективу, будут лишь расширены и реконструированы существующие, возможно сооружение экологически чистых предприятий.

Суммарная расчетная потребность города в тепловой энергии в 1985 г. составила 8,2 млн Гкал, в том числе 1,2 млн потреблено в жилищно-коммунальном секторе, остальное — 85% всего тепла— израсходовано в отраслях промышленности, транспорта и строительства. Более 66% общего расхода тепла в промышленности потребляется в виде пара [91].

По расчетам САО ВНИПИэнергопрома, потребность в тепловой

энергии Темиртау по сравнению с 1985 г. возрастет в 1,2 раза на I и в 1,4 на II расчетный уровень и достигнет 11,3 млн Гкал. Удельный вес тепла, потребляемого в жилищно-коммунальном секторе, хотя и незначительно, но будет повышаться.

Теплоснабжение г. Темиртау осуществляется от Карагандинской ГРЭС-1 тепловой мощностью 310 Гкал/ч, Карагандинской ТЭЦ-2 тепловой мощностью 1512 Гкал/ч и ТЭЦ—ПВС Карагандинского металлургического комбината — 700 Гкал/ч. В покрытии паровых нагрузок металлургического комбината значительную долю занимают вторичные энергетические ресурсы металлургического производства. Общая установленная мощность теплоутилизационных установок комбината составляет 315 т пара в час, а в перспективе до I расчетного уровня их мощность увеличится более чем в 2 раза. Кроме этого, для теплоснабжения используются 8 промышленных котельных общей мощностью 62 Гкал/ч [91].

Тепловые сети города двухтрубные, тупиковые, с совместной подачей воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Система горячего водоснабжения — открытая.

Перспективы развития схемы теплоснабжения Темиртау до II расчетного уровня следующие. С расширением ТЭЦ-2 до мощности 750 МВт и 2500 Гкал/ч станция становится основным энергоисточником промышленного узла. Предлагается демонтировать устаревшее оборудование ГРЭС-1 и восстановить ее тепловую мощность до 430 Гкал/ч. Потребуются техническое перевооружение ТЭЦ—ПВС и наращивание мощности теплоутилизационных установок. Все эти мероприятия позволят обеспечить надежное теплоснабжение г. Темиртау.

Балхаш — крупный промышленный центр Джезказганской области с населением на 1.01.86 г. 82,8 тыс. чел., расположен на северном берегу оз. Балхаш. В городе действует более 70 предприятий, из них наиболее крупные Балхашский горно-металлургический комбинат (БГМК), завод сборного железобетона, мебельная фабрика, мясокомбинат. На перспективу до II расчетного уровня предусматривается дальнейшее расширение БГМК, строительство новых предприятий стройиндустрии и легкой промышленности.

Расчетные тепловые нагрузки города в 1985 г. составили 623 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 1,93 млн Гкал, в том числе в жилищно-коммунальном секторе — 0,56 млн. На перспективу до II расчетного уровня потребность в тепле возрастет в 1,3 раза и достигнет 3,1 млн Гкал [114]. Теплоснабжение города осуществляется от Балхашской ТЭЦ электрической мощностью 135 МВт, тепловой — 288,2 Гкал/ч и промышленных котельных небольшой мощности.

Технико-экономическим сравнением различных вариантов теплоснабжения г. Балхаша на перспективу до II расчетного уровня было установлено, что наиболее экономичными являются расширение Балхашской ТЭЦ двумя турбинами типа Т-110/120-130

и тремя котлами Е-420-140; демонтаж морально устаревшего оборудования ТЭЦ; промышленные котельные сохраняются для технологического пароснабжения предприятий пищевой промышленности [114]. Однако учитывая расположение БГМК вместе с ТЭЦ в черте города в непосредственной близости от жилой застройки, высокую загазованность воздушного бассейна Балхаша вредными пылегазовыми выбросами этих предприятий, стесненность территории в расширяемой части ТЭЦ, необходимо рассмотреть вариант размещения новой ТЭЦ на площадке, удаленной от города. Такой вариант рассмотрен в [98], где предлагается в соответствии с программой технического перевооружения в XII пятилетке демонтировать турбины № 1 и 2, а в дальнейшем потребуется демонтаж котлов среднего давления типа ТКЗ-150. Для покрытия возросших тепловых нагрузок и замещения тепловой мощности демонтированного оборудования предлагается установка трех паровых котлов на низкие параметры пара типа Е-160-14 и рекомендуется сооружение ТЭЦ на новой площадке с оборудованием 2×Т-110/120-130+2×Е-500-140 [119]. Мощность ТЭЦ Балхашского промышленного узла на II и III расчетные уровни может составить 220—280 МВт.

Павлодар — промышленный, административный и культурный центр Павлодарской области с населением на 1.01.86 г. 321,9 тыс. чел., расположен в северо-восточной части Казахской ССР на правом берегу р. Иртыш. Климат резко континентальный, с большими колебаниями температур, сухостью воздуха, малым количеством осадков. Продолжительность отопительного периода — 209 сут. Селитебная территория города характеризуется компактностью застройки. Все новое жилищное строительство ведется на реконструируемых территориях.

Павлодар — крупный промышленный центр. Ведущее место занимают машиностроение, цветная металлургия, нефтепереработка, химическая промышленность, стройиндустрия. Здесь размещаются и действуют около 300 предприятий. Наиболее крупными являются Павлодарский алюминиевый завод (ПАЗ), производственное объединение «Павлодарский тракторный завод» (ПТЗ), нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и химический комбинат. В городе сформированы 3 промышленных района — Восточный, Центральный и Северный.

Суммарные расчетные тепловые нагрузки города, по данным «Схемы теплоснабжения» [63], в 1985 г. составили по пару 1576 т/ч, по горячей воде — 2060 Гкал/ч, в том числе жилищно-коммунального сектора — 668, годовое потребление достигло 10,7 млн Гкал. Основные потребители тепловой энергии — ПАЗ, ПТЗ, НПЗ и химический комбинат, на их долю приходится около 60% суммарного теплопотребления промышленных предприятий города. Причем от централизованных источников обеспечивается около 97% суммарного теплопотребления Павлодара.

Основные теплоисточники города — 3 теплоэлектроцентрали об-

щей электрической мощностью 960 МВт, тепловой — 2564 Гкал/ч, в том числе отборов турбин — 2204. Здесь действует 58 промышленных котельных суммарной мощностью 306 Гкал/ч и 11 коммунальных котельных на 12 Гкал/ч. Незначительная часть потребности в тепловой энергии обеспечивается от индивидуальных отопительных печей.

Перспективы развития теплоснабжения Павлодара следующие. Из-за высокого уровня загрязнения воздушного бассейна ограничено промышленное строительство. Однако различными министерствами и ведомствами заявлено дальнейшее развитие предприятий нефтехимической, цветной, легкой, пищевой промышленности, машиностроения, стройиндустрии. Будет развиваться коммунально-бытовое хозяйство. Численность населения ко II расчетному уровню достигнет 370—390 тыс. чел.

По данным [63], потребность в тепловой энергии города на I и II расчетные уровни возрастет по сравнению с 1985 г. соответственно в 1,4 и 1,9 раза. Покрытие потребности в тепловой энергии Павлодара САО ВНИПИэнергопром предлагает за счет расширения ТЭЦ-1 до электрической мощности 460 МВт, тепловой — 1790 Гкал/ч, ТЭЦ-3 — до электрической мощности 1050 МВт и тепловой — 3580 Гкал/ч при условии обеспечения требований охраны окружающей среды. Это позволит вывести из работы около 60 мелких котельных суммарной мощностью более 200 Гкал/ч и высвободить около 700 человек обслуживающего персонала.

За I расчетным периодом, возможно, потребуется сооружение новой ТЭЦ за пределами существующей городской черты. Окончательное решение этого вопроса будет отражено в последующей «Схеме теплоснабжения» города.

Ермак — районный центр Павлодарской области, расположен на левом берегу Иртыша в 40 км от Павлодара, население на 1 01.86 г.— 50,2 тыс. чел. Функционирует более 40 предприятий различных отраслей промышленности, основные из них — Ермаковский завод ферросплавов, заводы металлоконструкций и деталей, птицефабрика. В перспективе здесь предусматривается строительство завода белково-витаминных концентратов, картонно-бумажного комбината и других предприятий [73].

Суммарные тепловые нагрузки города в 1984 г. составили по пару 138 т/ч, горячей воде — 282 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 0,99 млн Гкал. На перспективу до II расчетного уровня потребность в тепловой энергии возрастет более чем в 4 раза по сравнению с 1984 г. и достигнет 4,3 млн Гкал [73].

Основные теплоисточники города — 2 районные котельные общей тепловой мощностью 340 Гкал/ч, 2 котельные завода ферросплавов общей паропроизводительностью 140 т/ч, Ермаковская ГРЭС — возможный отпуск тепла из нерегулируемых отборов турбин составляет 170 Гкал/ч, пусковая котельная ЕГРЭС мощностью 160 Гкал/ч и 4 мелкие отопительные котельные общей мощностью 5 Гкал/ч.

Для обеспечения потребности в тепловой энергии всех потребителей города на I расчетный уровень в «Схеме» [73] предусматривается реконструкция турбин № 3—8 Ермаковской ГРЭС с организацией нерегулируемого отбора пара для теплоснабжения у пяти турбин (№ 4—8) по 150 Гкал/ч, турбины № 3—58 Гкал/ч и ввода трех паровых котлов низкого давления типа Е-160-14 на площадке ГРЭС. Снижение электрической мощности ЕГРЭС после реконструкции составит 133 МВт [73].

Экибастуз — центр угольной промышленности Экибастузского месторождения каменного угля, расположен в 130 км от Павлодара, население на 1.01.86 г.— 129,8 тыс. чел. Здесь действует более 60 предприятий различных отраслей, главным образом угольной промышленности. Наибольшую потребность в тепле имеют завод по ремонту горношахтного оборудования, погрузочно-транспортное управление, деревообрабатывающий комбинат, угольный разрез «Богатырь».

Суммарные расчетные тепловые нагрузки города в 1985 г. составили 821 Гкал/ч, годовое теплопотребление — 2,2 млн Гкал, в том числе в жилищно-коммунальном секторе — соответственно 251 Гкал/ч и 0,81 млн Гкал [115].

Город развивается быстрыми темпами, и, по расчетам САО ВНИПИэнергопрома, уже на I расчетный уровень суммарные тепловые нагрузки и потребность в тепловой энергии возрастут почти в 2 раза по сравнению с 1985 г. и достигнут 1600 Гкал/ч и 4,3 млн Гкал в год [115].

Теплоснабжение города осуществляется от ТЭЦ тепловой мощностью 545 Гкал/ч, семи промышленных котельных на 73 Гкал/ч. Удельный вес жилого фонда, охваченного теплоснабжением от ТЭЦ, составил 96%. Потребность в тепле промплощадки ЭГРЭС-1 и районной производственно-комплектовочной базы обеспечивается от пусковой котельной ГРЭС мощностью 350 Гкал/ч. Для покрытия перспективных тепловых нагрузок САО ВНИПИэнергопром [74, 115] предлагает демонтаж устаревшего и отработавшего свой ресурс оборудования ТЭЦ (все паровые турбины и 4 котла № 1—4), реконструкцию котлов БКЗ-75-39Ф на пониженные параметры пара, расширение станции водогрейными котлами, сооружение новой северо-восточной котельной с доведением ее тепловой мощности на I расчетный уровень до 575 Гкал/ч (6×Е-160-14). Таким образом, Экибастузская ТЭЦ превратится в районную котельную, и в городе будет отсутствовать комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Учитывая значительный рост тепловых нагрузок, необходимо, на наш взгляд, рассмотреть возможность и целесообразность сооружения здесь теплоэлектроцентрали.

Целиноград — промышленный, культурный и административный центр одноименной области, расположен на правом берегу р. Ишим в 222 км северо-западнее Караганды, население на 1.01.86 г.— 268,7 тыс. чел. Здесь получили развитие машиностроение-

ние, металлообработка, легкая, пищевая промышленность, предприятия строительной индустрии.

Город является крупным потребителем тепла. Только от ТЭЦ в 1987 г. отпущено коммунально-бытовым и промышленным потребителям 3,23 млн Гкал. По данным САО ВНИПИэнергопрома, тепловые нагрузки и потребность в тепловой энергии города на II расчетный уровень возрастут по сравнению с 1985 г. соответственно в 1,5 и 1,7 раза [112].

Основные теплоисточники — ТЭЦ-1 электрической мощностью 26 МВт, тепловой — 766 Гкал/ч и ТЭЦ-2 электрической мощностью 240 МВт, тепловой — 540 Гкал/ч. Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии здесь получит расширение ТЭЦ-2, мощность которой на III расчетный уровень может составить 700—800 МВт. Физически изношенное оборудование ТЭЦ-1, в том числе все паровые турбины, будет демонтировано. Оставшиеся котельные агрегаты будут использованы в работе совместно с ТЭЦ-2 в качестве пиковой котельной.

Кокчетав — административный, культурный, промышленный центр одноименной области Северного Казахстана с населением на 1.01.86 г. 123,3 тыс. чел. В городе действует более 80 промышленных предприятий, из них наиболее крупными являются заводы кислородно-дыхательных аппаратов, крупнопанельного домостроения, приборостроительный.

В Кокчетаве отсутствует ТЭЦ — комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Потребность в тепловой энергии обеспечивается от районных промышленных и коммунальных котельных, а также индивидуальных отопительных установок. Это связано с относительно небольшими суммарными тепловыми нагрузками потребителей. Расчетные тепловые нагрузки Кокчетава в 1985 г. составили 550 Гкал/ч годовое теплопотребление — 1,4 млн Гкал [112].

На перспективу здесь не предвидится быстрого роста тепловых нагрузок и соответственно не планируется сооружения теплоэлектроцентрали. Покрытие прироста тепловых нагрузок будет обеспечиваться за счет развития котельных.

Петропавловск — областной центр Северо-Казахстанской области, расположен на правом берегу р. Ишим. Население города на 1.01.86 г. составило 228,9 тыс. чел. Здесь имеется более 80 промышленных предприятий машиностроения, стройматериалов, пищевой и легкой отраслей промышленности, расположенных в основном в Северо-Восточной промышленной зоне. Наиболее крупные из них — заводы им. В. И. Ленина, им. В. В. Куйбышева, исполнительных механизмов, железобетонных изделий, домостроительный комбинат.

Основной теплоисточник в городе — Петропавловская ТЭЦ-2 электрической мощностью 388 МВт, тепловой — 1184,8 Гкал/ч, в том числе из отборов турбин — 784,8 Гкал/ч. От ТЭЦ в 1987 г. отпущено 3,26 млн Гкал, в том числе 3,05 млн Гкал отработанным

паром. Перспективы развития станции следующие. Предусматривается расширение ТЭЦ тремя энергетическими котлами типа БКЗ-420-130 и тремя турбоагрегатами (1×ПТ-80-130 и 2×Т-110/120-130) [55]. В то же время к III расчетному уровню большая часть основного оборудования станции выработает свой ресурс, поэтому развитие теплоисточников города будет идти за счет сооружения новой ТЭЦ.

Перспективы развития Джезказганской и Аркалыкской ТЭЦ, согласно проработкам САО ВНИПИэнергопрома, связаны в основном с реконструкцией и техническим перевооружением, что в какой-то мере продлит срок службы оборудования и самих станций. Однако уже на I расчетный уровень потребуется демонтаж турбоагрегатов Аркалыкской ТЭЦ. Будет постепенно снижаться электрическая мощность Джезказганской ТЭЦ за счет демонтажа оборудования. Таким образом, комбинированное производство электрической и тепловой энергии в этих городах будет постепенно сокращаться. Поэтому необходимо рассмотреть на II расчетный уровень возможность сооружения новых ТЭЦ в Джезказгане и Аркалыке.

В рассматриваемый период в регионе могут быть сооружены новые ТЭЦ для новых крупных потребителей, например, для обеспечения потребности в тепловой энергии создаваемого в Джезказганской области в Агадырском районе Верхне-Кайрактинского промышленного узла в составе Кайрактинского горно-металлургического комбината (рудник, обогатительная фабрика, металлургический завод и другие объекты комбината) и жилого поселка.

Потребность в тепловой энергии промышленного узла с учетом жилого поселка на II расчетный уровень оценивается в 770 Гкал/ч, в том числе около 190 т пара в час. Для ее обеспечения предлагается сооружение ТЭЦ электрической мощностью 370 МВт, тепловой — 1020 Гкал/ч [113]. Кроме того, в ближайшие годы будут реконструированы конденсационные турбины, установленные на ТЭЦ региона, КарГРЭС-1 и КарГРЭС-2 с целью организации теплофикационных отборов и отпуска тепла на теплоснабжение.

На основании анализа схем теплоснабжения отдельных городов, тенденций развития структуры теплоснабжения, взаимосвязей отпуска тепла от ТЭЦ с масштабами их развития нами определены структура покрытия потребности в тепловой энергии централизованными источниками, потребность в топливе на производство теплоэнергии и мощность теплоэлектроцентралей. Удельный вес отпуска тепла от ТЭЦ в централизованном теплоснабжении возрастет с 57% в 1985 г. до 62 на III расчетный уровень и достигнет 64 млн Гкал (табл. 142). Для этого необходимо суммарную мощность ТЭЦ региона увеличить с 3534 до 6300 МВт. Развитие ТЭЦ будет идти за счет расширения существующих и сооружения новых ТЭЦ.

Как отмечалось в главе 3, в рассматриваемый период получат развитие Карагандинские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, Павлодарская ТЭЦ-3,

Целиноградская ТЭЦ-2, Петропавловская ТЭЦ-2. Потребуется сооружение новых ТЭЦ в Кустанае, Караганде, Павлодаре, Аркалыке, Балхаше, Джезказгане, Петропавловске, на Верхне-Кайрактинском горно-металлургическом комбинате. Только за счет развития теплофикации за рассматриваемый период (с 1985 г. по III расчетный уровень) будет сэкономлено около 10 млн т условного топлива.

Таблица 142. **Перспективная структура теплоснабжения Северного и Центрального Казахстана**

Показатели	1980 г.	1986 г.	Расчетный уровень			1980 г.	1985 г.	Расчетный уровень		
			I	II	III			I	II	III
	млн Гкал					%				
Теплопотребление (всего)	73,7	84,3	106	121	132	100	100	100	100	100
В т. ч.: централизованное	52,6	62,5	79	92	102	71,4	74,2	74,6	76	77,3
децентрализованное	21,1	21,8	27	29	30	28,6	25,8	25,4	24	22,7
Покрытие:										
ТЭЦ	29,8	35,6	47	56	64	40,5	42,4	44,3	46,3	48,5
Централизованные котельные	21,2	25	28	31,5	33	28,7	29,5	26,5	26	25
Теплоутилизационные установки	1,6	1,9	4	4,5	5	2,2	2,3	3,8	3,7	3,8
Электрокотлы	—	0,002	0,05	0,5	0,5	—	—	—	0,4	0,4
Мелкие котельные и индивидуальные отопительные установки	21,1	21,8	27	28,5	29,5	28,6	25,8	25,4	23,6	22,3

Удельный вес отпуска тепла от централизованных котельных, по нашим расчетам, снизится с 40% в 1985 г. до 32 на III расчетный уровень, а по абсолютной величине возрастет в 1,3 раза и достигнет 33 млн Гкал (см. табл. 140). Значительный рост отпуска тепла (в 2,6 раза) предусматривается от теплоутилизационных установок.

Децентрализованное теплопотребление в основном будет обеспечиваться от мелких котельных и индивидуальных отопительных установок — поквартирных генераторов тепла. Научно-технический прогресс в этом направлении должен способствовать автоматизации и производству тепла в потребном количестве, повышению КПД отопительных установок. При этом необходимо обеспечить индивидуальные отопительные установки качественным топливом.

5.2. РАЗВИТИЕ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Для развития конденсационных электростанций в Северном и Центральном Казахстане имеются все предпосылки, главная — это большие запасы энергетических углей открытой добычи. Основным топливом для электростанций региона на перспективу 15—20 лет является каменный уголь Экибастузского месторождения, добывае-

мый открытым способом, его добыча в 1985 г. составила 80,5 млн т н. т. На этом топливе работает 20 электростанций Центрального и Северного Казахстана, Урала и Западной Сибири суммарной мощностью около 15 млн кВт. На его основе формируется Экибастузский топливно-энергетический комплекс (ЭТЭК).

Научно-исследовательскими и проектными институтами установлено, что мощные конденсационные электростанции на высококачественном топливе целесообразно размещать в районах потребления электроэнергии с обеспечением ее потребителей в радиусе 350—450 км [103]. Мощные ГРЭС, использующие дешевые низкокачественные угли открытых разработок, экономически выгоднее размещать в районах добычи топлива и передавать электроэнергию от них потребителям по линиям электропередач. Последнее в полной мере можно отнести к развитию ЭТЭКа.

В соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 24.03.77 г. «О создании Экибастузского топливно-энергетического комплекса» предусматривалось строительство мощных угольных разрезов в Экибастузском и Майкюбенском бассейнах с объемом общей годовой добычи на уровне 1990 г. 170 млн т н. т. (150 млн т н. т. экибастузского угля). На базе дешевых углей этих бассейнов намечено построить 5 тепловых электростанций общей мощностью 20 млн кВт, линию электропередач постоянного тока напряжением 1500 кВ Экибастуз—Центр для передачи 42 млрд кВт·ч электроэнергии в европейскую часть СССР, сооружение ВЛ—500 и 1150 кВ для выдачи электроэнергии на Урал, в Западную Сибирь, Среднюю Азию. Намечаемый объем добычи экибастузского и майкюбенского углей обеспечит дешевым топливом электростанции общей мощностью 36—38 млн кВт с годовой выработкой электроэнергии 220 млрд кВт·ч [117]. Таковы основные показатели ЭТЭКа, которые закладывались для реализации.

Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект предложен и реализуется вариант размещения четырех ГРЭС суммарной мощностью 16 млн кВт вблизи угольного бассейна на относительно небольшой территории с использованием наливных горько-соленых озер для охлаждения циркуляционной воды электростанций. Строительство ГРЭС намечено в следующих пунктах: ГРЭС-1 — оз. Женгельды в 16 км к северу от г. Экибастуза, ГРЭС-2 и ГРЭС-3 — оз. Шандаксор в 32 км к северу от г. Экибастуза и ГРЭС-4 — урочище Акбидаик в 35 км от г. Экибастуза [116]. Источником технического водоснабжения электростанций является канал Иртыш—Караганда, при проектировании которого учтена потребность в воде четырех ГРЭС (около 15% от расхода воды в канале) [116]. Складирование золы и шлака, а также сброс производственных и хозяйственно-бытовых стоков запроектированы для всех ГРЭС в котловине горько-соленого оз. Карасор — самой глубокой замкнутой котловине района.

Основная технологическая схема ГРЭС ЭТЭКа принята по блочному принципу котел—турбина—генератор—трансформатор с

блоками мощностью 500 МВт на сверхкритические параметры пара.

Строительство всех ГРЭС предусматривалось осуществить поточно-скоростным методом с использованием районной производственно-комплексовочной базы для предмонтажной укрупненной сборки оборудования и конструкции. Для централизованного ремонтного обслуживания ГРЭС намечалось создание производственного предприятия по ремонту энергетического оборудования на базе центрального ремонтного завода. Для обеспечения четкой и надежной работы электростанций с хорошими технико-экономическими показателями предполагается единое управление эксплуатацией Экибастузских ГРЭС.

В рамках ЭТЭКа предусматривалось сооружение линии электропередач постоянного тока напряжением 1500 кВ Экибастуз—Центр для передачи 42 млрд кВт·ч электроэнергии в европейскую часть страны протяженностью 2415 км с подстанцией в районе Тамбова. Эта ЛЭП будет одним из элементов Единой энергетической системы СССР, позволяющих закольцевать объединенные энергетические системы Казахстана и европейской части страны. Пятую ГРЭС в рамках ЭТЭКа (Южно-Казахстанская ГРЭС) такой же единичной мощности, как и Экибастузские предложено соорудить на побережье юго-западной части оз. Балхаш в Южном Казахстане.

Основные проектные технико-экономические показатели Экибастузских ГРЭС (без Южно-Казахстанской) следующие:

установленная мощность электростанций, МВт	16000
среднее число часов использования установленной мощности, ч/год	6575
отпуск электроэнергии, млрд кВт·ч	100,4
расход электроэнергии на собственные нужды, %	4,5
удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч	335,3
годовой расход топлива, млн т у. т.	65,7
удельная численность ППП, чел/МВт	0,166
удельные капиталовложения в промышленное строительство, руб/кВт [116]	143

Экибастузский топливно-энергетический комплекс рассматривался как единое производственное формирование на базе единой инфраструктуры планирования, управления, строительства и эксплуатации. Концентрация такой большой мощности, как в Экибастузе,— 4 ГРЭС по 4 млн кВт с блоками по 500 МВт на сверхкритические параметры пара, размещенные на относительно небольшой территории вблизи угольных разрезов. Благоприятные условия размещения, строительства станции и организации технического водоснабжения — все это позволяет достигнуть высоких технико-экономических показателей топливно-энергетического комплекса.

Однако имеются серьезные предпосылки для возможного отступления от полной реализации первоначального проекта сооружения ГРЭС ЭТЭКа. Для обеспечения требований охраны окру-

жающей среды от вредных выбросов Экибастузских ГРЭС предложено внедрение на всех электростанциях высокоэффективных (с КПД не менее 99%) двухступенчатых систем золоулавливания и сооружение дымовых труб высотой до 420 м. Сжигание высокозольных углей создает серьезную проблему загрязнения воздушной среды, как локальную, так и связанную с переносом вредных выбросов на большие расстояния и возможным выпадением кислотных дождей. Например, даже при обеспечении 99% очистки дымовых газов ЭГРЭС-1 от золы объем всех выбросов в атмосферу достигнет более 1 млн т в год. Неудовлетворительная работа электрофильтров этой станции с учетом других источников загрязнения воздушного бассейна вызвала в настоящее время превышение предельно допустимых концентраций по золе и оксидам серы в несколько раз [7]. Поэтому в случае размещения здесь согласно проекту еще трех станций проблема обеспечения требований охраны окружающей среды в регионе обострится. Учитывая масштабы Экибастузского ТЭК, свойства угля и возросшие экологические требования, главное внимание должно быть уделено мероприятиям по защите окружающей среды за счет применения современных средств очистки газов, совершенствования технологий и размещения энергетических объектов. Другим фактором возможности сооружения здесь четырех ГРЭС в ближайшие 10—15 лет являются условия их топливообеспечения.

Строительство Экибастузской ГРЭС-1 началось в 1975 г. Ввод последнего, восьмого блока в эксплуатацию был осуществлен только в 1984 г. В настоящее время строятся Экибастузская ГРЭС-2 и Южно-Казахстанская ГРЭС. Значительно отстает от предусмотренных постановлением объемов не только ввод мощностей на ГРЭС ЭТЭКа, но и добыча экибастузского угля [7]. Вместо планируемых 105—115 млн т угля в 1985 г. было добыто только 80,5 млн.

Проектными и планирующими организациями уточнены технические возможности разработки Экибастузского месторождения. Объем добычи экибастузского угля намечается в пределах 110—120 млн т н. т. на I расчетный уровень, 120—130 — на II и 125—135 — на III [7].

По данным ВНИИКТЭП при Госплане СССР, на I, II, III расчетные уровни объем вывоза экибастузского угля для ТЭС Урала и Западной Сибири может составить соответственно 19, 17,5 и 16,7 млн т у. т. [7].

Поскольку в ближайшие 20 лет основной топливной базой тепловых электростанций республики будет Экибастузское месторождение, в КазНИИэнергетики рассмотрены различные варианты развития генерирующих мощностей республики на обозримую перспективу в зависимости от объема добычи и вывоза за пределы республики угля этого месторождения [104]. В топливном балансе ТЭС Казахстана кроме экибастузского угля учитывались объемы добычи борлинского, куу-чекинского, майкюбенского, шубаркольского, карагандинского, тургайского угля и выделения из топлив-

ного баланса страны кузнецкого угля и газомазутного топлива. Согласно постановлению ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 23 сентября 1981 г., начало освоения Тургайского буроугольного месторождения намечается на 1986—1990 гг. Необходимость сооружения ГРЭС на тургайских углях обосновывается близостью их к электродефицитным районам Северо-Западного и Южного Казахстана, Урала и Средней Азии.

Тургайский буроугольный бассейн с общими геологическими запасами 58,1 млн т расположен на территории Кустанайской и Тургайской областей. На четырех его наиболее благоприятных к разработке месторождениях можно организовать 6 угольных разрезов по добыче открытым способом 90—120 млн т угля, что обеспечит топливом суммарную мощность ГРЭС 16—20 млн кВт.

Тургайские угли — бурые, отличаются высокой влажностью (до 35%), зольностью (16—22%), содержанием серы (0,8—3,5%) и низкой калорийностью (около 3000 ккал/кг) [119].

В XII пятилетке началось строительство разведочно-эксплуатационного разреза на Приозерном месторождении мощностью 500 тыс. т в год. Расширение этого разреза, а также сооружение нового на Орловском месторождении позволят организовать добычу тургайского угля в объеме 10 и 26 млн т соответственно на II и III расчетные уровни [119]. Уральским отделением института Атомтеплоэлектропроект разработан «Технико-экономический доклад по строительству ГРЭС на базе Тургайского буроугольного бассейна», где выполнена оценка возможности создания топливно-энергетического комплекса на базе использования углей этого бассейна общей мощностью ГРЭС 20 млн кВт.

В качестве основного оборудования для ГРЭС ТТЭКа рассматриваются парогазовые блоки с внутрицикловой газификацией угля высоконапорным парогенератором, паровой и газовой турбинами. Как резервный вариант по основному оборудованию в случае неготовности блоков с парогазовой установкой предлагается для первой ГРЭС паросиловой блок мощностью 500 МВт. Кроме этого, для последующих электростанций комплекса необходимо рассмотреть вариант установки энергоблока с МГД-генератором, что позволит решить экологические проблемы, возникающие при использовании высокосернистого топлива и повысить экономичность электростанций.

В качестве источников водоснабжения могут рассматриваться поверхностные воды Бузулукского водохранилища на р. Ишим, подземные воды, переброска стока р. Иртыш по каналу Иртыш—Караганда по его целиноградской ветке. Причем условия водоснабжения — один из основных ограничивающих факторов при размещении Тургайских ГРЭС.

Предельная мощность ГРЭС и взаимное размещение их определяются водными ресурсами и условиями загрязнения воздушного бассейна выбросами сернистого ангидрида и оксидов азота. Для этого предусматривается сооружение сероулавливающих установок

с КПД сероочистки дымовых газов 90% и сокращение выбросов азота на 65—70%.

Размещение электростанций предлагается в районе Орловского месторождения Тургайской области и оз. Кушмурун Кустанайской области [119].

Выдача мощности от ГРЭС рекомендуется на напряжение 500—1150 кВ на Урал, в Южный Казахстан и Среднюю Азию.

Основные технико-экономические показатели ГРЭС на тургайских углях применительно для паросилового блока следующие [119]:

установленная мощность	4000 МВт
годовая выработка электроэнергии	24,4 млрд кВт·ч
удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	343 г/кВт·ч
удельные капиталовложения	420 руб/кВт

В рассматриваемый период до III расчетного уровня потребность республики в электроэнергии полностью обеспечивается за счет освоения Экибастузского ТЭК. Создание Тургайского ТЭК в этот период потребуется в основном для нужд Урала, Южного Казахстана, Средней Азии и, возможно, Западного Казахстана при условии, если не будет сооружена АЭС в западном регионе. Поэтому развитие ГРЭС Тургая принималось до 1 млн кВт на II расчетный уровень и 4 — на III.

Развитие теплоэлектроцентралей республики во всех вариантах принималось одинаковым. Мощность их возрастет с 3534 МВт в 1985 г. до 6300 на III расчетный уровень, а выработка электроэнергии увеличится с 16,24 до 34 млн кВт·ч, что составит около 34% потребности.

Покрытие пиковых нагрузок Северного и Центрального Казахстана в основном будет обеспечиваться от гидроэлектростанций Восточного Казахстана — Алтайской энергосистемы, где размещается 63% мощности гидроэлектростанций республики и которая входит составной частью в ОЭС Казахстана. В перспективе потребуется дальнейшее освоение гидроэнергетических ресурсов Восточного Казахстана. Кроме этого, для энергоузлов, удаленных на большие расстояния от района размещения ГЭС, для покрытия пиковых нагрузок целесообразно использовать газотурбинные электростанции, мощность которых оценивается на перспективу III расчетного уровня около 2% от собственного максимума электрической нагрузки региона.

В рассматриваемый период предлагается расширение Карагандинской ГРЭС-2. Действующее оборудование этой станции в предстоящие 10 лет частично демонтируется, остальная его часть будет реконструирована и переведена в теплофикационный режим работы. В Карагандинской энергосистеме на перспективу ожидается значительный дефицит мощности, который будет следствием как

роста электрических нагрузок, так и демонтажа устаревшего оборудования в энергосистеме. Кроме этого, практически завершается создание транзитной связи по ЛЭП на 500 кВ Экибастуз—Караганда—Алма-Ата—ОЭС Средней Азии и планируется строительство высоковольтной линии электропередач на 1150 кВ Экибастуз—Агадырь—Южно-Казахстанская ГРЭС—Средняя Азия. Поэтому для закрытия с положительным итогом баланса мощности ОЭС Казахстана и Карагандинской энергосистемы, повышения надежности энергоснабжения «Карагандаэнерго» и передачи мощности в электродефицитные районы Южного Казахстана и Средней Азии технически возможно и экономически целесообразно расширение действующей Карагандинской ГРЭС-2 [102]. Предлагается мощность расширяемой части ГРЭС-2 довести до 2000 МВт с блоками по 500 МВт на параметры пара 240 кгс/см^2 и 540°С. В качестве топлива рекомендуется уголь Борлинского месторождения, расположенного в 140 км от станции и связанного с ней железнодорожной веткой. В качестве источника водоснабжения и охладителя циркуляционной воды принимается водохранилище—охладитель КарГРЭС-2 — Шерубай-Нуринское водохранилище на р. Шерубай-Нура. Ввод мощности всех четырех блоков по 500 МВт принимается на II расчетный уровень.

При разработке вариантов исходили из наличия топливных ресурсов для ТЭС, объемов вывоза экибастузского угля на Урал и в Западную Сибирь, необходимости обеспечения топливом в первую очередь ТЭЦ и КЭС республики. Оставшаяся часть топлива направляется на развитие ГРЭС Экибастузского топливно-энергетического комплекса.

В соответствии с вышеизложенным рассмотрены 2 варианта развития генерирующих мощностей и выявлены объемы передачи электроэнергии за пределы региона. В первом варианте предусматривается постепенное снижение вывоза экибастузского угля на ТЭС Урала и Западной Сибири с 23,3 млн т у. т. в 1985 г. до 16,7 на III расчетный уровень. Эти величины согласуются с результатами проработок ВНИИКТЭП при Госплане СССР [7]. Во втором варианте предусматривается ввод ГРЭС ЭТЭКа на полную мощность. На Урал и Западную Сибирь будет вывозиться оставшаяся часть экибастузского угля. В обоих вариантах мощность и выработка электроэнергии на ГЭС, ДЭС, ГТС, ТЭЦ, КЭС и Тургайских ГРЭС остаются одинаковыми.

По исходным положениям первого варианта, суммарная мощность электростанций региона возрастет с 11 млн кВт в 1985 г. до 25,9 млн на III расчетный уровень, а выработка электроэнергии — с 54,8 до 153 млрд кВт·ч (табл. 143, 144).

Выдача электроэнергии за пределы региона в этом случае увеличится с 5,6 до 53 млрд кВт·ч. Мощность ГРЭС Экибастузского ТЭК в данном варианте по условиям топливообеспечения без учета Южно-Казахстанской ГРЭС можно увеличить с 4 млн кВт в 1985 г. до 11 млн кВт на III расчетный уровень. Потребность в топливе

Таблица 143. **Установленная мощность электростанций**, тыс. кВт

Показатели	1980 г.	1985 г.	Вариант 1			Вариант 2		
			Расчетный уровень			Расчетный уровень		
			I	II	III	I	II	III
Установленная мощность электростанций, (с округлением)	7883	11 074	15 300	19 900	25 900	18 300	25 900	30 900
В т. ч.:								
ГЭС	2	2	2	2	2	2	2	2
ДЭС и ГТС	541	480	100	200	300	100	200	300
ТЭЦ	3271	3534	4600	5400	6300	4600	5400	6300
ГРЭС	4072	7058	10 644	14 344	19 344	13 644	20 344	24 344
В т. ч.:								
Карагандинская ГРЭС	672	658	344	2344	2344	344	2344	2344
Ермаковская ГРЭС	2400	2400	2300	2000	2000	2300	2000	2000
Экибастузская ГРЭС-1	1000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
ГРЭС-2	—	—	4000	4000	4000	4000	4000	4000
ГРЭС-3	—	—	—	1000	3000	3000	4000	4000
ГРЭС-4	—	—	—	—	—	—	3000	4000
Тургайская ГРЭС	—	—	—	1000	4000	—	1000	4000

Таблица 144. **Баланс электроэнергии и расхода топлива на ТЭС**

Показатели	1980 г.	1985 г.	Вариант 1			Вариант 2		
			Расчетный уровень			Расчетный уровень		
			I	II	III	I	II	III
Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	39,31	49,2	70	84	100	70	84	100
Получение »	9,2	8,6	—	—	—	—	—	—
Передача »	9,45	14,22	20	33	53	38	70	84
Производство »	39,56	54,82	90	117	153	108	154	184
В т. ч.:								
ДЭС и ГТС »	0,07	0,04	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,3
ТЭЦ »	17,51	16,24	24	29	34	24	29	34
КЭС »	21,98	38,54	65,9	87,8	118,7	83,9	124,8	149,7
Потребность топлива на ТЭС, млн т у. т.	18,0	24,4	36,1	45,8	58,1	42,0	57,9	68,1
В т. ч. на:								
выработку электроэнергии	12,7	17,9	27,7	35,9	46,9	33,6	48,0	56,9
отпуск тепла	5,3	6,5	8,4	9,9	11,2	8,4	9,9	11,

электростанций региона возрастет с 17,9 до 47 млн т у. т. Дальнейшее развитие ГРЭС ЭТЭКа при намечаемых объемах добычи экибастузского угля не обеспечивается топливом.

Исходные положения второго варианта были выдвинуты исходя из следующих соображений:

1. Согласно постановлению ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О создании Экибастузского топливно-энергетического комплекса...», намечалось строительство пяти ГРЭС суммарной мощностью 20 млн кВт.

2. Сооружаются сверхмощные ЛЭП постоянного тока на напряжение 1500 и 1150 кВ Экибастуз—Тамбов, Экибастуз—Урал, Экибастуз—Барнаул, Экибастуз—Средняя Азия, по которым будет передаваться определенное количество электроэнергии из Казахстана.

Таблица 145. **Потребность в котельно-печном топливе,** млн т у. т.

Показатели	1980 г.	1985 г.	Вариант 1			Вариант 2		
			Расчетный уровень			Расчетный уровень		
			I	II	III	I	II	III
Расход топлива на производство электроэнергии	12,7	17,9	27,7	35,9	46,9	33,6	48	56,9
Расход топлива на отпуск тепла	14,4	16,4	20,1	22,5	24,2	20,1	22,5	24,2
В т. ч. на:								
ТЭЦ	5,3	6,5	8,4	9,9	11,2	8,4	9,9	11,2
централизованных котельных	3,8	4,5	5,0	5,6	5,8	5,0	5,6	5,8
мелких котельных и индивидуальных установках	5,3	5,4	6,7	7,0	7,2	6,7	7,0	7,2
Расход топлива на технологические цели	5,7	5,9	6,4	6,8	6,8	6,4	6,8	6,8
Суммарная потребность	32,8	40,2	54,2	65,2	77,9	50,1	77,3	87,9

3. Экибастузский уголь высокозольный, и сжигать его целесообразно в районах добычи. Поэтому данный вариант характеризуется вводом всех четырех Экибастузских ГРЭС на севере Казахстана и Южно-Казахстанской ГРЭС на юге.

Установленная мощность электростанций региона в данном варианте возрастет с 11 млн кВт в 1985 г. до 30,9 млн на III расчетный уровень, а производство электроэнергии достигнет 184 млрд кВт·ч. Соответственно увеличатся выдача электроэнергии за пределы региона и потребность в топливе электростанций (см. табл. 143). В этом случае весь экибастузский уголь при минимальных объемах его добычи будет распределяться внутри республики, а при максимальных возможно будет обеспечить топливом электростанции Западной Сибири (без Урала). Поэтому необходимо увеличить добычу энергетических углей Казахстана и в первую очередь — экибастузского.

Таковы основные направления и показатели развития электроэнергетики Северного Казахстана на перспективу 15—20 лет.

На основании полученной структуры покрытия потребности в тепловой энергии и производства электроэнергии определена потребность в котельно-печном топливе региона по целевым направ-

лениям. Общая потребность в топливе на отпуск тепловой энергии на конец расчетного периода возрастет в 1,47 раза по сравнению с 1985 г. и достигнет 24 млн т у. т. (табл. 145), потребность в топливе тепловых электростанций — в 2,4 и 2,8 раза соответственно для первого и второго вариантов развития генерирующих мощностей (58 и 68 млн т у. т.).

Суммарная потребность Северного и Центрального Казахстана в котельно-печном топливе на производство электрической и тепловой энергии, а также на технологические цели отраслей народного хозяйства увеличится с 40 млн в 1985 г. до 78 и 88 млн т у. т. соответственно для первого и второго вариантов развития электростанций региона, что составляет около 50% от потребности в котельно-печном топливе всего Казахстана.

5.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Одним из основных направлений технического прогресса в энергетике является дальнейшее развитие Единой энергетической системы (ЕЭС) страны. В настоящее время ЕЭС охватывает территорию от западных границ до Забайкалья (без Средней Азии и Дальнего Востока) и позволяет сэкономить 10—13 млн кВт мощности (величину, примерно равную всей мощности ОЭС Казахстана) благодаря использованию эффекта разновременности максимума нагрузки по стране и уменьшить потребность в резервных мощностях. Причем дальнейшее совершенствование энергетического хозяйства страны за счет преимущественного развития атомной энергетики в европейских районах, сооружение мощных ТЭС на дешевых углях Казахстана и Сибири, освоение гидроэнергетических ресурсов Сибири и Средней Азии возможно успешно и эффективно реализовать только в рамках Единой энергетической системы страны.

ОЭС Казахстана охватывает территорию Северного, Центрального и Восточного Казахстана, является составной частью и важнейшим элементом ЕЭС. Ее благоприятное географическое размещение (между ОЭС Сибири, Урала и Средней Азии), наличие богатейших запасов энергетических углей, на базе которых сооружается Экибастузский и в перспективе будет сооружаться Тургайский и другие топливно-энергетические комплексы для обеспечения электроэнергией и топливом не только своих потребностей, но и сопредельных районов страны,— все это предопределяет возрастающую роль и значимость Казахстана в формировании ЕЭС страны.

С повышением единичной мощности электростанций, возрастанием размеров и дальности передачи мощности потребуется увеличение пропускной способности и дальнейшего развития основных сетей ЕЭС. Это в полной мере относится к ОЭС Казахстана.

В главе 3 отмечалось, что в настоящее время только 2 энергосистемы региона — Павлодарская и Экибастузская — обеспечива-

ют потребности в электроэнергии за счет производства ее на своих электростанциях. Остальные энергосистемы электродефицитны и значительную часть потребности покрывают за счет получения электроэнергии из других энергосистем. Например, Карагандинская энергосистема — 38%, Целинная — 66, Кустанайская — 92% потребности электроэнергии обеспечивали за счет ее получения извне.

Исходя из масштабов развития и размещения теплоэлектроцентралей и конденсационных электростанций региона на перспективу, установлены следующие особенности обеспечения потребности в электроэнергии отдельных энергосистем. На I расчетный уровень ситуация с обеспечением электроэнергией будет такой же, как и в 1985 г., останутся электродефицитными Кустанайская, Карагандинская и Целинная энергосистемы, электроизбыточными — Павлодарская и Экибастузская. Общее производство электроэнергии в регионе превысит потребление на 30—50% (в 1985 г. на 9%).

На II расчетный уровень Павлодарская энергосистема практически сможет обеспечить электроэнергией только собственные потребности. С расширением мощности КарГРЭС-2 на 2000 МВт существенно (до 30%) снизится дефицит электроэнергии Карагандинской энергосистемы. На конец рассматриваемого периода (III расчетный уровень) потребность в электроэнергии смогут покрывать от своих электростанций Целинная энергосистема — примерно на 43%, Карагандинская — 58, Павлодарская — 79, Кустанайская (при вводе на Тургайской ГРЭС 4000 МВт) и Экибастузская энергосистемы полностью обеспечат свои потребности и смогут выдавать около 80—110 млрд кВт·ч за пределы энергосистем.

Развитие электрических сетей Северного и Центрального Казахстана в предстоящий период до III расчетного уровня обусловлено объемами выдачи мощности и электроэнергии за пределы Экибастузского и Тургайского топливно-энергетических комплексов, надежным обеспечением потребителей региона, транзитной или реверсивной передачей электроэнергии Сибирь—Казахстан—Урал, Сибирь—Казахстан—Центр, Казахстан—Средняя Азия. Для этого предусматривается продолжение строительства ЛЭП и трансформаторных подстанций для передачи, как было показано выше, большого количества электроэнергии в смежные энергообъединения. К основным сооружаемым высоковольтным линиям относятся ВЛ напряжением 1150 кВ Экибастуз—Кокчетав—Кустанай—Челябинск, Экибастуз—Барнаул пропускной способностью 5—5,5 млн кВт. В дальнейшем эта магистраль будет продолжена в Сибирь до Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭКа), а также пройдет по направлению Урал—Поволжье—Центр для передачи больших потоков электроэнергии из Сибири и Казахстана на Урал и в европейскую часть СССР. Ведется сооружение первой линии электропередачи постоянного тока Экибастуз—Центр напряжением 1500 кВ. Рассматривается вопрос о продлении ее

также до КАТЭКа и сооружении промежуточной подстанции на Урале в целях превращения электропередачи постоянного тока в основную маневренную связь ЕЭС, повышающую совместно с электропередачами переменного тока 1150 кВ устойчивость всей Единой энергосистемы страны [120]. Причем эти мощные в стране межсистемные связи будут коммутироваться на крупнейший в восточной части Единой энергетической системы страны энергоузел — подстанцию 1150/500 кВ «Экибастузская».

Острый дефицит электроэнергии имеет место в Карагандинской, Алма-Атинской и Южно-Казахстанской энергосистемах. Для выдачи мощности от ГРЭС ЭТЭКа в эти энергосистемы предусматривается в ближайшее время сооружение межсистемной связи 1150 кВ ОЭС Северного Казахстана — ОЭС Средней Азии.

В дальнейшем для обеспечения потребности в электроэнергии Южного Казахстана, Средней Азии, Урала и, возможно, Западного Казахстана (если там не будет сооружена АЭС) потребуется сооружение линий электропередач в эти район от Тургайского топливно-энергетического комплекса. Развитие в перспективе сети 500, 220 кВ определяется необходимостью распределения электроэнергии на территории Северного и Центрального Казахстана, т. е. развитием внутрисистемных связей энергообъединения ОЭС Казахстана, а также передачи электроэнергии в прилегающие районы Урала и Западной Сибири.

ИВ

5.4. СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Как отмечено выше, вся добыча углей в республике падает на Северный и Центральный Казахстан. В Карагандинском бассейне в основном добываются коксующиеся угли. Здесь на 1.01.86 г. действовали 29 шахт, а добыча угля в 1985 г. составила 42 млн т, из них 31 — коксующиеся угли. По данным планирующих и проектных организаций, объем добычи карагандинского угля в перспективе на 15—20 лет сохраняется на уровне 1985 г.

Коксующиеся угли этого бассейна используются для получения коксового концентрата на металлургических заводах Казахстана и Урала. Значительное количество коксующихся и энергетических (которые в основном добываются попутно с коксующимися) углей обогащается на обогатительных фабриках Караганды, при этом производятся коксующиеся и энергетические концентраты, а также отходы углеобогащения (промпродукт и шлам), являющиеся хорошим энергетическим топливом. Карагандинский необогащенный энергетический уголь, энергетический концентрат, промпродукт и шлам используются как энергетическое топливо с общим выходом 12—13 млн т у. т. в 1990 г. и 11 млн т на рубеже XXI в. Из этого объема отсевы, промпродукт и шлам составят 8—9 млн т у. т.

На Куу-Чекинском разрезе добывается высокозольный (41—44%) энергетический уголь; в обозримой перспективе, по данным специализированных проектных и научных организаций, объем его

добычи не увеличится по сравнению с 1985 г., т. е. составит 2,8 млн т н. т.

На Борлинском месторождении к концу XII пятилетки будет введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс производительностью 5 млн т в год, а в XIII пятилетке, по данным Карагандагипрошахта, этот источник войдет в хозяйственный оборот на полную проектную мощность, т. е. годовой объем добычи угля составит 10 млн т. Этот уголь также высокозольный (45—46%).

Выше отмечено, что проектная производительность Экибастузского месторождения составляет 150 млн т угля в год. В 1983—1987 гг. планирующими, проектными и научно-исследовательскими организациями уточнены технические возможности по добыче угля этого источника по уровням: на I расчетном уровне — 93—97, на II — 120—130 млн т н. т. На Майкюбенском бассейне пока действует лишь небольшой карьер, где уголь добывается в объеме 100—200 тыс. т в год и используется для нужд комбината «Майкаинзолото» и других близрасположенных потребителей. Согласно решениям XXVII съезда КПСС усиленно проводятся работы по широкомасштабному освоению этого бассейна. Первоочередным для освоения считается Шоптыкольский разрез с годовой производственной мощностью 20 млн т.

Майкюбенский уголь со средней зольностью 23—26%, выходом летучих 40—48% и теплотворной способностью на рабочее топливо 4200 ккал/кг является хорошим энергетическим топливом. Его добыча к концу XIII пятилетки составит 6, а к концу XX в.— 10 млн т н. т. Высокое качество майкюбенского угля позволяет рекомендовать его для использования в промышленных печах, технологических установках, индивидуальных отопительных печах коммунально-бытового и сельского хозяйства, котельных.

Интенсивно осваивается Шубаркольское месторождение высококачественных углей. Согласно распоряжению Совета Министров СССР от 7 мая 1985 г., в 1990 г. объем добычи шубаркольского угля составит 2, а к II расчетному уровню — 9 млн т в год. Шубаркольский уголь с зольностью 13,5% и калорийностью 4918 ккал/кг также имеет сферу использования высококачественного топлива.

Согласно Постановлению ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 23 сентября 1981 г., в ближайшее время планируется освоение Тургайского бассейна. На его Приозерном месторождении создается разведочно-эксплуатационный разрез мощностью 0,5 млн т в год. Необходимый объем добычи тургайского угля ко II расчетному уровню должен быть 5—10 млн т.

Таким образом, общий объем добычи угля в Северном и Центральном Казахстане увеличится ко II расчетному уровню в 1,5—1,6 раза по сравнению с 1985 г. Из этого объема 70—71% составляют высокозольные, высоковлажные и соответственно низкокалорийные угли, их целесообразно сжигать в крупных тепловых электростанциях (табл. 146).

Для производства моторного топлива работает Павлодарский

нефтеперерабатывающий завод, который наряду со светлыми нефтепродуктами выпускает мазут. По данным специализированных организаций, в связи с переходом на глубокую переработку нефти выход мазута по этому заводу ко II расчетному уровню снизится на 25% по сравнению с 1985 г.

Рассмотрим перспективную схему топливоснабжения отдельных отраслей народного хозяйства.

Таблица 146. **Объемы добычи и качественные характеристики углей**

Уголь	Зольность, %	Влажность, %	Калорийность, ккал/кг	Объем добычи углей, млн т н. т.		
				1985 г.	I расч. уровень	II расч. уровень
Экибастузский (всего)	—	—	—	80,4	93—97	120—130
В т. ч.						
I группы	40	7	4030	—	75,7—78,6	78,1—84,5
II группы	48	7	3324	—	17,5—18,4	41,9—45,5
Майкюбенский рядовой	16—24	13—22	3700—4400	—	3,0	10,0
Шубаркольский рядовой	13,5	7,2	5000—5200	—	2,0	9,0
Куу-чекинский	44,0	7,0	3960	2,6	2,5	2,8
Борлинский	45,0	7,0	3300	4,6	4,6	10,0
Тургайский	21—22	35	3184—3282	—	0,5	6,0
Карагандинский рядовой	23—30	7—10	4820—5470	9,6	11,5	8,5
Отсев, промпродукт и шлам карагандинского углеобогащения	43	10	3880	—	12	13,4

Тепловые электростанции. Согласно данным главы 3, на территории Северного и Центрального Казахстана сосредоточено более 77% генерирующих мощностей тепловых электростанций республики. В структуре топливопотребления ТЭС этого региона более 90% падает на уголь, в том числе 79,3% — на экибастузский.

В настоящее время в Северном и Центральном Казахстане на экибастузском угле работает 11 тепловых электростанций суммарной мощностью 9,4 млн кВт. Все они рассчитаны для сжигания экибастузского угля с зольностью 40%. Среди этих станций наиболее крупные: Экибастузская ГРЭС-1 мощностью 4 млн кВт, Ермаковская ГРЭС-2, 4, Карагандинская ГРЭС-2—658, Павлодарская ТЭЦ-3—500, Петропавловская ТЭЦ-2—380, Павлодарская ТЭЦ-1—350, Карагандинская ТЭЦ-3—330, Целиноградская ТЭЦ-2—240 тыс. кВт и др. На экибастузском угле строится Экибастузская ГРЭС-2 мощностью 4 млн кВт. Будут построены Экибастузская ГРЭС-3 и, возможно, ГРЭС-4 мощностью по 4 млн кВт и ряд

ТЭЦ, все они предположительно будут работать на этом угле. Наряду с этими на угле Экибастуза работают 7 ТЭС Урала (Рефтинская, Троицкая, Верхне-Тагильская ГРЭС и др.) и 2 ТЭЦ Омска. По наметкам Госплана СССР [7], объем вывоза этого топлива на Урал и в Западную Сибирь составит 20,7 млн т у. т. в 1990 г., 17,5 млн в 2000 г. против 23,3 млн в 1985 г.

Согласно постановлению ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О создании Экибастузского топливно-энергетического комплекса и строительстве линии электропередачи постоянного тока напряжением 1500 киловольт Экибастуз—Центр» от 24.03.77 г. № 243, с 1983 г. предусмотрен переход на валовую выемку экибастузского угля. Во исполнение этого постановления утвержден ГОСТ-8779-79, в котором предусмотрено потребителям поставлять 2 группы углей: первая с зольностью до 43% (в среднем 40%), вторая — до 55% (в среднем 48%). По данным ВНИИКТЭПа при Госплане СССР [8] и Карагандагипрошахт, удельный вес этих углей в общем объеме добычи составит, %:

Группа	I расч. уровень	II расч. уровень
I	60—81	60—65
II	19—40	35—40

Угли I группы считаются целесообразными для сжигания на существующих тепловых электростанциях и новых ТЭЦ, II — для Экибастузской ГРЭС-2, ГРЭС-3, ГРЭС-4 и Южно-Казахстанской ГРЭС.

Постановлением Совета Министров СССР от 24 марта 1977 г. № 244 «О мерах по дальнейшему развертыванию работ, связанных с созданием Экибастузского топливно-энергетического комплекса» предусмотрено строительство Экибастузской ГРЭС-2 для сжигания экибастузского угля II группы начиная с 1983 г., а затем Южно-Казахстанской ГРЭС, Экибастузской ГРЭС-3 и ГРЭС-4. Предполагалось внести необходимые изменения в конструкцию паровых котлов для энергоблоков этих ГРЭС, исходя из результатов опытного сжигания на Троицкой ГРЭС экибастузского угля II группы.

К сожалению, Экибастузская ГРЭС-2 будет введена в эксплуатацию на проектную мощность только к концу XII пятилетки, а Южно-Казахстанская ГРЭС и Экибастузская ГРЭС-3 будут построены в XIII и XIV пятилетках. Ввиду этого экибастузский уголь II группы вынужденно распределяют между действующими электростанциями, на которых сжигание этого топлива сопряжено с определенными техническими трудностями.

Постановлениями Совета Министров СССР (от 7.06.82 г. № 496, от 13.07.83 г. № 523 и от 19.06.84 г. № 624) электростанциям Минэнерго СССР предусмотрена поставка экибастузского угля II группы в 1983 г. в объеме 7 млн т, в 1984 г.— 7 и в 1985 г.—10.

В перспективе баланс экибастузского угля в целом и по его группам ожидается напряженным. По условиям топливообеспечения народного хозяйства, в том числе тепловых электростанций

республики, на базе экибастузского угля можно ввести на I расчетном уровне в эксплуатацию 2,5 млн кВт, а на II расчетном уровне — 7,5 млн кВт мощности на Экибастузской ГРЭС-2, ГРЭС-3 и Южно-Казахстанской ГРЭС. Наряду с этим ожидается дефицит экибастузского угля I группы (табл. 147) для существующих ТЭС и новых ТЭЦ.

Таблица 147. **Баланс экибастузского угля**

Показатель		Расчетный уровень	
		I	II
Добыча угля (всего), млн. т н. т.		93,2	120
млн т у. т.		52,9	64,8
В т. ч.:			
I группа, млн. т н. т.		75,7	78,1
млн т у. т.		43,6	44,9
II группа, млн. т н. т		17,5	41,9
млн т у. т.		8,3	19,9
Вывоз для ТЭС Урала и Зап. Сибири, млн т у. т.		20,7	17,5
Прочие потребители	»	3	
Ресурсы товарного угля для ТЭС Казахстана	»	28,2	47,3
В т. ч.:			
I группа	»	19,9	27,4
II группа	»	8,3	19,9
Потребность в экибастузском угле существующих ТЭС и новых ТЭЦ Казахстана	»	27,3	34,5
Дефицит экибастузского угля I группы	»	7,4	7,1

Сжигание высокозольных экибастузских углей на действующих ТЭС ведет к снижению энергетических мощностей. Только по этой причине выдаваемая электрическая мощность на Ермаковской ГРЭС снизилась на 300 МВт, на Павлодарской ТЭЦ-3 — на 100, а разрыв между установленной и располагаемой тепловыми мощностями на Павлодарских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3 составляет 580 Гкал/ч.

Работа ТЭС на низкосортных углях приводит к увеличению расхода мазута для подсветки.

Проведенные нами исследования показали, что в перспективе 10—15 лет объем добычи экибастузского угля II группы превысит потребности в топливе по уровням Экибастузской ГРЭС-2 и Южно-Казахстанской ГРЭС, а в дальнейшем — Экибастузской ГРЭС-3. Следовательно, этот уголь и будет поставляться дальше для неприспособленных для этого действующих ТЭС.

Использование экибастузских углей повышенной зольности на ТЭС порождает целый комплекс технических и технико-экономических проблем. Так, следует определить, каким электростанциям в

первую очередь поставлять экибастузский уголь повышенной зольности, чтобы получить минимум народнохозяйственных затрат на схему топливоснабжения ТЭС республики, включая ряд станций Урала и Западной Сибири. Важным показателем для определения такой схемы топливоснабжения являются минимальные дополнительные затраты на переориентацию ТЭС на экибастузские угли повышенной зольности.

При переводе существующих ТЭС на экибастузский уголь II группы должны быть реконструированы топливное хозяйство, системы пылеприготовления, золоулавливания и золошлакоудаления, а также котлы. Возможен вариант строительства новых котельных агрегатов со всеми соответственными дополнительными объектами и оборудованием вместо реконструкции вышеуказанных узлов.

Третьим вариантом является обогащение экибастузского угля II группы в объеме, достаточном (включая угли I группы) для удовлетворения потребности существующих ТЭС и новых ТЭЦ Казахстана, Урала и Западной Сибири, ориентированных на это топливо.

До настоящего времени не найдено эффективных методов обогащения экибастузского угля. При сжигании экибастузского угля II группы без реконструкции узлов действующих электростанций для достижения оптимальных показателей существующих ТЭС требуется значительный объем мазута, что следует рассматривать существенным негативным последствием. Ввиду этого при выполнении оптимизационных расчетов использованы экономические показатели переориентации ТЭС на экибастузские угли II группы.

Результаты наших исследований показали, что экибастузские угли II группы целесообразно поставлять из числа существующих станций, в первую очередь — для ТЭС Павлодар-Экибастузского территориально-производственного комплекса, что дает минимум народнохозяйственных затрат на схему топливоснабжения ТЭС всей республики при учете экономических показателей на переориентацию ТЭС.

Выше отмечено, что добыча борлинского угля уже в XIII пятилетке составит 10 млн т н. т., а часть куу-чекинского и карагандинского углей (включая отходы углеобогащения) будут вытеснены из топливного баланса Алма-Атинской энергосистемы среднеазиатским природным газом [3]. Высвобожденные объемы углей должны быть использованы на ТЭС Северного и Центрального Казахстана.

Проведенные нами оптимизационные расчеты по схеме топливоснабжения ТЭС показали, что борлинские и куу-чекинские угли нужно использовать на тепловых электростанциях «Карагандаэнерго». Тургайский уголь целесообразно сжигать на предполагаемой к сооружению Тургайской ГРЭС. Газомазутное топливо и в перспективе будет поставляться на Рудненскую, Кустанайскую и Аркалыкскую ТЭЦ, где сооружены котлы для сжигания газа и мазута.

В других энергоузлах рассматриваемого региона на ТЭС эффективно использовать экибастузские угли I группы.

При уменьшении объема вывоза экибастузского угля на Урал и в Западную Сибирь к 2000 г. до 4,3 млн т у. т. появляется возможность ускоренного развития ГРЭС ЭТЭКа по условиям топливообеспечения и соответственно использованию экибастузского угля II группы в приспособленных для этого станциях.

Результаты исследований показали, что в перспективе на 10—15 лет шубаркольские и майкюбенские угли ввиду недостаточности их ресурсов нецелесообразно использовать на ТЭС Северного и Центрального Казахстана.

Котельные. Ввиду дальнейшего развития малых городов и рабочих поселков, автономных промышленных потребителей, удаленных от территории влияния ТЭЦ, а также в связи с недостаточным развитием теплофикационных станций в крупных городах региона все большее развитие получают промышленно-производственные и отопительные котельные. Удельный вес котельных в централизованном теплоснабжении отдельных областей в 1985 г. составил, %:

Карагандинская и Джезказганская	45,7
Кокчетавская	100,0
Кустанайская	61,0
Павлодарская	19,0
Северо-Казахстанская	34,3
Тургайская	24,0
Целиноградская	53,0

Из этих данных видно, что в крупных городах, где сооружены мощные ТЭЦ, удельный вес котельных в централизованном теплоснабжении невысок (Павлодарская область — 19%, Северо-Казахстанская — 34,3, Карагандинская и Джезказганская — 45,7%). Большой удельный вес ТЭЦ в теплоснабжении Тургайской области объясняется небольшой тепловой нагрузкой г. Аркалыка и отсутствием здесь крупных теплоемких производств. Несмотря на это, общее количество котельных в регионе в 1985 г. выросло в 1,4—1,5 раза по сравнению с 1980 г.

По отчетным данным, в 1985 г. на территории областей Северного и Центрального Казахстана действовало 13 842 котельных, из них 13,8 тыс.— мощностью менее 20 Гкал/ч. Удельный вес котельных по типам и мощности, а также средняя производительность составили следующую величину:

Производительность котельных, Гкал/ч	Удельный вес от общего количества, %	Доля мощности, %	Сред. паропроизвод-ть, Гкал/ч	Удел. расход топлива на отпуск тепла, кг/Гкал
<20	99,7	92,1	1,14	181,1
20—50	0,2	2,9	22,9	172,2
>50	0,1	5,0	61,3	175,3

Более 92% мощности падает на долю мелких котельных, их средняя мощность составляет 1,1 Гкал/ч, удельный расход топлива на отпуск тепла выше на 8,9 кг/Гкал, чем у котельных производительностью свыше 20 Гкал/ч. Такие мелкие котельные в 1985 г. отпустили на сторону 85% тепла всех котельных региона. Мелкие котельные в большинстве случаев оборудуются слоевой топкой, где эффективно можно сжигать сортовой (в крайнем случае высококачественный) уголь, природный газ и мазут.

В п. 2.2 показано, что в 1985 г. около 70% потребности котельных рассматриваемого региона в топливе покрывается углями, более 17% — мазутом и около 9% — природным газом. Из-за недостаточности выделяемых объемов высококачественных топлив для этой установки в Павлодарскую, Целиноградскую, Карагандинскую и Джезказганскую области наряду с другими видами топлива поставлялись высокозольные экибастузские, борлинские и куучекинские угли. Природный газ используется только котельными Кустанайской области.

Согласно Энергетической программе СССР [7], в перспективе всемерно будут сокращены выделяемые объемы нефтепродуктов в качестве котельно-печного топлива, объем поставки этого топлива для котельных Северного и Центрального Казахстана также будет сокращен.

В настоящее время высококачественные угли добываются на предприятиях Кузнецкого и Карагандинского бассейнов. По данным планирующих и научно-исследовательских институтов, в обозримой перспективе баланс кузнецкого угля ожидается довольно напряженным, а объем добычи карагандинского энергетического угля не увеличится по сравнению с уровнем 1985 г. Несмотря на это, определенные объемы этих топлив, видимо, будут поставляться для котельных рассматриваемого региона.

В связи с предполагаемой промышленной добычей майкюбенского и шубаркольского углей котельные Северного и Центрального Казахстана следует ориентировать на майкюбенские, шубаркольские, кузнецкие и карагандинские угли. Расчетные затраты этих углей в местах потребления приведены в табл. 148.

Как видно, для котельных Карагандинской области эффективным топливом являются карагандинские и шубаркольские, для Джезказганской — шубаркольские угли.

В Целиноградской, Кокчетавской, Павлодарской, Северо-Казахстанской и Тургайской областях по расчетным затратам в местах потребления равноэкономичны майкюбенские и кузнецкие угли. При недостаточности их ресурсов сюда следует поставлять шубаркольский уголь. Котельные Кустанайской области следует ориентировать на среднеазиатский газ, майкюбенский и шубаркольский уголь.

Коммунально-бытовое хозяйство. В северном и центральном регионах республики в 1985 г. проживало 38,6% населения Казахской ССР, из них 61,5% — городские и 38,5% — сельские жители.

По данным ЦСУ Казахской ССР, городской жилищный фонд в расчете на одного жителя составил 13,5 м². Для отопления и горячего водоснабжения на одного городского жителя от централизованных теплоисточников в 1985 г. отпущено 3,7 Гкал/год. В перспективе городское население будет обеспечено теплом в основном за счет котельных и ТЭЦ.

Таблица 148. **Затраты на добычу и транспорт углей по городам региона,** руб/т у. т.

Город	Карагандинский	Майкюбенский	Кузнецкий	Шубаркольский
Караганда	15,0	15,7	16,0	15,6
Джезказган	18,7	18,4	18,2	13,5
Целиноград	17,4	15,5	16,7	18,2
Кокчетав	19,8	18,4	18,3	20,7
Павлодар	17,8	14,7	14,2	18,6
Петропавловск	21,0	19,8	19,3	20,3
Кустанай	20,8	19,6	19,7	21,9
Балхаш	19,8	19,7	17,3	19,5
Аркалык	25,4	18,9	18,5	26,8

Доля сельского населения в отдельных областях Северного Казахстана неодинакова, % к общей численности (1985 г.): Джезказганская область — 16,4, Карагандинская — 13,6, Кокчетавская — 62,7, Кустанайская — 49,8, Павлодарская — 36,3, Северо-Казахстанская — 55,4, Тургайская — 66,1, Целиноградская — 38,5.

В сельской местности Северного Казахстана подавляющее большинство населения живет в одноэтажных индивидуальных домах. Ввиду низкой тепловой нагрузки на единицу территории населенного пункта сельские дома чаще отапливаются от индивидуальных печей и в редких случаях — от мелких котельных. В таких установках твердое топливо сжигается в слое. Индивидуальные отопительные печи и мелкие котельные со слоевой системой сжигания нормально работают лишь на малозольном угле (так называемое сортовое топливо). Согласно [9], такой уголь должен обладать определенными свойствами: в первую очередь иметь равномерный по крупности состав.

По данным [7], размер кусков топлива оказывает большое влияние на горение. При сжигании угля крупностью от 10 до 40—50 мм процесс проходит легко, воздух идет через слой с меньшим сопротивлением. Мелкое топливо создает большое сопротивление движению воздуха через слой, кроме того, частицы легко поднимаются из слоя воздушно-газовыми струями, увеличивая потери от механической неполноты сгорания.

При сжигании рядового топлива в топках с колосниковыми решетками часть кусков менее 6 мм не может задержаться на решетке и проваливается в зольник через щели между колосниками, эти потери составляют до 12,7% сжигаемого топлива [9]. Анализ данных [9, 10, 11] показал, что при содержании мелочи в угле от 2 до 30% КПД слоевых топок уменьшается на 0,2%, а от 30 до 54% — на 0,5 на 1% содержания мелочи.

Таблица 149. **Расчетные затраты углей в местах потребления с учетом коэффициента полезного действия установок,** руб/т у. т.

Город	Карагандинский	Майкюбенский	Кузнецкий	Шубаркольский
Караганда	30,0	30,2	30,7	28,8
Джезказган	37,5	35,4	35,0	24,9
Целиноград	34,9	29,8	32,1	33,5
Кокчетав	39,7	35,4	35,2	38,1
Павлодар	35,7	28,3	27,3	34,3
Петропавловск	42,1	38,1	37,1	37,4
Кустанай	41,7	37,7	37,9	40,3
Балхаш	39,7	37,9	33,3	35,9
Аркалык	50,9	36,3	35,6	49,4

Зольность топлива также влияет на экономичность процесса горения. По данным [10], при сжигании высокозольного угля с золой и шлаком безвозвратно теряются недогоревшие частицы. Золовые отложения засоряют и загрязняют поверхности нагрева, что приводит к худшему охлаждению газов. В результате увеличиваются потери тепла с уходящими газами и механическим недожогом. При зольности угля от 5 до 20% КПД слоевых топок уменьшается на 0,35%, а свыше 20% — на 0,6 на 1% золы [9—11].

На основе таких данных нами определены затраты в местах потребления рядовых углей с учетом КПД установок (табл. 149). Видно, что для индивидуальных установок коммунально-бытового хозяйства среди рядовых углей эффективны в Караганде шубаркольский и карагандинский, в Балхаше и Джезказгане—шубаркольский и кузнецкий, в других областях Северного и Центрального Казахстана — майкюбенский и кузнецкий угли.

Индивидуальные отопительные установки Кустанайской области выгодно ориентировать на природный газ (в тех районах, где проходит газопровод) и майкюбенский уголь.

По данным [2], использование сортовых углей в установках со слоевой системой сжигания дает 10—15% экономического эффекта

по сравнению с рядовыми. Ввиду этого для установок со слоевой системой сжигания необходимы только сортовые майкюбенские, шубаркольские и карагандинские угли. В связи с этим в перспективе наряду с созданием разрезов необходимо соорудить углеперерабатывающие предприятия на Шубарколе и Майкюбе.

Для промышленных печей и технологических установок цветной и черной металлургии, промстройматериалов и других отраслей целесообразно использовать природный газ, мазут и сортовые (высококачественные) угли. Однако трубопроводы для подачи газа сооружены только в Кустанайской области. Подача природного газа в другие области Северного Казахстана Министерством газовой промышленности не предусматривается, хотя это оказалось бы эффективным.

Объем потребления мазута в качестве котельно-печного топлива в перспективе будет всемерно сокращен. В связи с этим для промышленных печей и технологических установок Джезказганской, Карагандинской, Целиноградской, Павлодарской, Кокчетавской, Тургайской и Северо-Казахстанской областей целесообразно использование карагандинского, шубаркольского, майкюбенского и кузнецкого углей. Эффективность отдельных видов углей для этих установок по областям Северного Казахстана такая же, как для коммунально-бытового хозяйства.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Геология* месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Наука, 1973. Т. 5, кн. 1 и 2. С. 5—599, 5—216, 307—317.

2. *Технико-экономический* доклад о перспективных участках, пригодных по горно-техническим условиям для разработки открытым способом (Казахская ССР и Средняя Азия). Сводная пояснительная записка. Караганда: Карагандагипрошахт, 1983.

3. *Ресурсы* ископаемых углей Казахстана. Караганда: ЦКПУ, 1981. С. 131.

4. *Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С.* Топливно-энергетический баланс. Алма-Ата: Наука, 1979. 215 с.

5. *Разработка* угольных месторождений Казахстана. М.: Недра, 1965. 293 с.

6. *Народное* хозяйство Казахстана. 1977. № 12. С. 40—44.

7. *Анализ* развития Павлодар-Экибастузского топливно-энергетического комплекса в XI пятилетке и разработка рекомендаций по реализации ЦКП в XII пятилетке и в период до 2005 г.: Краткий научный отчет. М.: ВНИИКТЭП при Госплане СССР, 1987. 74 с.

8. *Лурье Л. А., Тайц В. М.* К вопросу углей Тургайского бассейна // Труды объединенной Кустанайской научной сессии. Алма-Ата: Изд-во АН КазССР, 1958. С. 28—37.

9. *Левин И. С.* Технологические исследования кушмурунских и эгинсайских бурых углей // Там же. С. 34.

10. *Перспективы* открытой добычи угля в СССР. М.: Углетехиздат, 1958. С. 180—184.

11. *Ресурсы* поверхностных вод СССР. Т. 13, вып. 1. Центральный и Южный Казахстан. Карагандинская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1966. 482 с.

12. *Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С., Шкрет А. Ф.* Энергетика и электрификация Южного Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1987. 311 с.

13. *Ресурсы* поверхностных вод районов освоения целинных и залежных районов. Вып. 11. Кустанайская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1959. 708 с.

14. *Бахтыбаев К. Б., Абдильдин С. А., Лаврентьев П. Ф.* Перспективы развития водного хозяйства Казахстана. Алма-Ата: КазНИИНТИ, 1986. 59 с.

15. *Ресурсы* поверхностных вод районов освоения целинных и залежных земель. Вып. 5. Северо-Казахстанская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1960. 419 с.

16. *Калачев Н. С., Лаврентьева Л. Д.* Водно-энергетический кадастр рек Казахской ССР. Алма-Ата: Наука, 1965. 707 с.

17. *Ресурсы* поверхностных вод районов освоения целинных и залежных земель. Вып. 3. Кокчетавская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1959. 563 с.

18. *Ресурсы* поверхностных вод районов освоения целинных и залежных зе-

мель. Вып. 1. Акмолинская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1958. 789 с.

19. *Ресурсы* поверхностных вод районов освоения целинных земель. Вып. 4. Павлодарская область Казахской ССР. Л.: Гидрометиздат, 1957.

20. *Григорьев В. А.* Математическое моделирование процесса формирования стока равнинных рек. Алма-Ата: Наука, 1984. 187 с.

21. *Разработка* схем развития и размещения водного хозяйства и использования водных ресурсов: Отчет о научно-исследовательской работе. Алма-Ата: НИЭИПиН Госплана КазССР, 1983.

22. *Ахметова Н. Б.* Проблемы развития и размещения производительных сил Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1971. С. 23—26.

23. *Материалы* по электрификации отдельных районов: Труды ГОЭЛРО. М., 1964. С. 116, 140—141.

24. *Правда.* 1931, 24 сент.

25. *Трофимович Л. К.* Караганда. Алма-Ата; М., 1935. 16 с.

26. *VIII Казахстанская* конференция ВКП(б): Стенографический отчет. Алма-Ата, 1935. С. 269.

27. *Экономика* Казахстана за 60 лет: (становление и развитие). Алма-Ата: Наука, 1977. 328 с.

28. *Туркебаев Э. А.* Направления развития народного хозяйства Кустанайской области // Проблемы и перспективы ускорения комплексного развития производительных сил Кустанайской области. Кустанай, 1985. С. 9—13.

29. *Есенов Ш., Куниев Д., Мухамеджанов С.* Недра Казахстана. Алма-Ата: Казахстан, 1968. 546 с.

30. *Нуржанов Б. Г., Карпенко Н. И., Тронова Л. В.* Электроэнергетика — составная часть комплекса по развитию производительных сил: Перспективы ее развития и проблемы (Кустанайская область) // Проблемы и перспективы развития производительных сил Кустанайской области. Кустанай, 1986. С. 26—28.

31. *Жеваго В. С.* Геотермия и геотермальные воды Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1972. 225 с.

32. *Чистяченко Б. И., Мусина Г. А., Дарибаева Р. А.* Проблемы развития черной металлургии в Кустанайской области // Проблемы и перспективы ускорения комплексного развития производительных сил. Кустанай, 1986. С. 31—33.

33. *Роддатис К. Ф., Шахсуваров К. В.* О потерях в народном хозяйстве из-за пониженного качества угля для тепловых электростанций // Электрические станции. 1985. № 1. С. 6—9.

34. *Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С., Шкрет А. Ф.* Энергетика и электрификация Восточного Казахстана. Алма-Ата: Наука, 1986. 238 с.

35. *Чокин Ш. Ч., Сартаев Т. С., Шкрет А. Ф.* Энергетика и электрификация Западного Казахстана. Алма-Ата: Наука. 1988. 240 с.

36. *Топливно-энергетический* комплекс СССР 1985 г.: (экономико-статистический обзор). М.: ВНИИКТЭП. 1986. 662 с.

37. *ЦСУ* Казахской ССР. Казахстан в цифрах. Алма-Ата: Казахстан, 1986. 325 с.

38. *Основные* положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. М., 1984. 32 с.

39. *Уточнение* целевой комплексной программы развития Павлодар-Экибастузского топливно-энергетического комплекса на период до 2005 года: (Расширенный реферат отчета). М.: ВНИИКТЭП, 1986. 86 с.

40. *Благов И. С., Турченко В. К.* Экономическая эффективность повышения качества углей. М.: Недра, 1978. 159 с.

41. *Волковыский Е. Г., Шустер А. Г.* Экономика топлива в котельных установках. М.: Энергия, 1973. 304 с.

42. *Крапчин И. П.* Эффективность использования углей. М.: Недра, 1976. 135 с.

43. *Проектное* задание ТЭЦ железорудного предприятия Кустанайской области. Часть общая, тепломеханическая и электротехническая. Т. 1. М.: Центрэнергочермет, 1953. 88 с.

44. *Соколовско-Сарбайский* горно-обогатительный комбинат: Проектное задание на полное развитие. М.: Центрэнергочермет, 1959. 37 с.

45. *Рудненская ТЭЦ*. Реконструкция и расширение: Технический проект IV очереди. Часть общая. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1974. 41 с.
46. *Кустанайская* ТЭЦ РУ «Кустанайэнерго»: Пояснительная записка к годовому отчету за 1985 г. Кустанай, 1986. 93 с.
47. *Проектное* задание ТЭЦ Тургайских бокситовых рудников: Пояснительная записка. М.: Промэнергопроект, 1959. 90 с.
48. *Технико-экономический* расчет реконструкции и техвооружения Аркалыкской ТЭЦ: Пояснительная записка. Сметы и чертежи. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1986. 177 с.
49. *Петропавловская* ТЭЦ-2. Проектное задание. Т. 2. Площадка для строительства и генеральный план: Пояснительная записка. Новосибирск: Н. О. Теплопроект, 1954. 42 с.
50. *Петропавловская* ТЭЦ-2. Расширение до 450 МВт: Проектное задание. Ч. 1 (общая). М.: М. О. Теплоэлектропроект, 1956. 35 с.
51. *Петропавловская* ТЭЦ-2. Расширение до 450 тыс. кВт. Т. 1: Пояснительная записка. Ч. 1. Свердловск: У. О. Теплоэлектропроект, 1963. 44 с.
52. *Пояснительная* записка и расчеты к определению ожидаемых ограничений и согласованию располагаемой мощности электростанций «Целинэнерго» на 1985 г. Свердловск: «Уралтехэнерго», 1985. 79 с.
53. *Тепловые* электрические станции СССР: (Альбом-справочник). М.: Теплоэлектропроект, 1966. 453 с.
54. Обзор технико-экономических показателей работы тепловых электростанций Министерства энергетики и электрификации Казахской ССР за 1986 год. Алма-Ата: Казэнергоналадка, 1987. 103 с.
55. *Схема* теплоснабжения г. Петропавловска на 1990 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1978. 225 с.
56. *Целиноградская* ТЭЦ-2. Расширение II очереди: Проект. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1986. 157 с.
57. *Годовой* отчет по технико-производственной деятельности «Целинэнерго» за 1961 год. Целиноград, 1962. 42 с.
58. *Годовой* отчет по основной деятельности ПОЭ «Целинэнерго» за 1985 г. Целиноград, 1986. 340 с.
59. *Целиноградская* ТЭЦ-2. Расширение II очереди: Проект. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1986. 157 с.
60. *Сводный* годовой отчет производственно-технической деятельности за 1986 г. Павлодар: «Павлодарэнерго», 1986. 517 с.
61. *Павлодарская* ТЭЦ-1. Проектное задание. Ч. 2. Тепломеханическая: Пояснительная записка и чертежи. Киев: К. О. Теплоэлектропроект, 1955. 49 с.
62. *Павлодарская* ТЭЦ-1. Расширение (III очередь): Проект. Раздел 1: Общая пояснительная записка. Ч. 1. 1. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1985. 72 с.
63. *Схема* теплоснабжения г. Павлодара на 1995 г. с перспективой до 2000 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1985. 339 с.
64. *Протокол* согласования ограничений мощности и мероприятий по повышению использования установленной мощности на 1987 г. по электростанциям Павлодарской энергосистемы. «Сибтехэнерго», 11 апреля 1986 г.
65. *Павлодарская* ТЭЦ-2 (комбайнового завода): Проектное задание. Ч. 3. К. О. Теплоэлектропроект, 1955. 42 с.
66. *Павлодарская* ТЭЦ-2. Расширение II очереди: Технический проект. Т. 1. Общая часть. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1980. 42 с.
67. *Павлодарская* ТЭЦ-3. Расширение и реконструкция (II очередь): Технико-экономическое обоснование. Т. 1, кн. 2. Основные технические решения. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1979. 233 с.
68. *Павлодарская* ТЭЦ-3. Расширение и реконструкция. Установка котла № 7. Обосновывающие материалы. Раздел 1: Общая пояснительная записка. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1984.
69. *Схема* теплоснабжения г. Кокчетава на 1990 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1979. 200 с.
70. *Ермаковская* ГРЭС. Проектное задание (корректировка). Т. 1, ч. 2. Киев: К. О. Теплоэлектропроект, 1966.

71. *Нормативные* характеристики основного оборудования Ермаковской ГРЭС РУЭХ «Павлодарэнерго». Алма-Ата: Казэнергоналадка, 1985. 23 с.
72. *Пояснительная* записка к отчету по эксплуатации Ермаковской ГРЭС за 1986 г. Ермак.
73. *Схема* теплоснабжения г. Ермака на период до 1995 г. с перспективой до 2000 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1985. 182 с.
74. *Технико-экономический* расчет по техническому перевооружению и реконструкции Экибастузской ТЭЦ. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром. Павлодарский ОКП, 1986. 393 с.
75. *Обзор* технико-экономических показателей работы тепловых электростанций Министерства энергетики и электрификации Казахской ССР за 1986 год. Алма-Ата: Казэнергоналадка, 1987. 103 с.
76. *Экибастузская* ГРЭС-1. Технический проект. Т. 1, ч. 1: Пояснительная записка. Новосибирск: Н. О. Теплоэлектропроект, 1970.
77. *Чокин Ш. Ч., Устименко Б. П., Вдовенко М. И.* и др. Экибастузский топливно-энергетический комплекс. Алма-Ата: Наука, 1982. 240 с.
78. *Технический* проект Экибастузской ГРЭС-1. Ч. 1: Общая пояснительная записка и технико-экономические показатели. ТЭП. Новосибирск: Н. О. Теплоэлектропроект, 1973. 101 с.
79. *Технические* характеристики оборудования Экибастузской ГРЭС-1 с энергоблоками 500 МВт. Новосибирск: «Союзтехэнерго», 1984. 211 с.
80. *Шевченко С. П.* Экибастуз. Алма-Ата: Казахстан, 1982. 140 с.
81. *Годовой* отчет по эксплуатации управления «Карагандаэнерго» за 1986 г. Караганда, 1986. 377 с.
82. *Справка-обзор* развития энергетики и электрификации Карагандинской области. 22 с. (Архив «Карагандаэнерго»).
83. *Технический* проект Карагандинской ГРЭС. I очередь: Пояснительная записка и чертежи по организации тепломонтажных работ. Л.: Л. О. Теплоэлектропроект, 1937. 70 с.
84. *Карагандинская* ГРЭС. III очередь. Технический проект. Т. 1, ч. 1: Общая пояснительная записка. Л.: Л. О. Теплоэлектропроект, 1948.
85. *КарГРЭС-1.* Расширение для увеличения выдачи тепла. Проектное задание. Т. 1: Пояснительная записка. Л.: Л. О. Теплоэлектропроект, 1965.
86. *Технико-экономический* расчет реконструкции Карагандинской ГРЭС-1: Дополнительные проработки. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1987. 20 с.
87. *Технико-экономический* расчет реконструкции Карагандинской ГРЭС-1. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1986. 392 с.
88. *Схема* теплоснабжения г. Караганды на период до 2000 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1986.
89. *Карагиндинская* ТЭЦ-1. Обосновывающие материалы на реконструкцию в связи с демонтажом оборудования. Кн. 1: Общая пояснительная записка. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1984. 189 с.
90. *Производственно-технический* паспорт Карагандинской ТЭЦ-2. РУЭХ «Карагандаэнерго». 41 с. (Архив ТЭЦ).
91. *Схема* теплоснабжения г. Темиртау на 1990 г. с рассмотрением вариантов реконструкции Карагандинской ГРЭС-1 для теплоснабжения города. Т. 1. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1982. 234 с.
92. *Карагандинская* ТЭЦ-3. II очередь расширения: Рабочий проект. Т. 1. (общая часть), кн. 1. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1983. 132 с.
93. *Тентекская* ТЭЦ комбината «Карагандауголь». Основные положения. Минск: М. О. Промэнергопроект, 1958.
94. *Тентекская* ТЭЦ. Проектное задание. Т. 1 (общая часть). Минск: М. О. Промэнергопроект, 1959. 71 с.
95. *Тентекская* ТЭЦ. Расширение котла № 4. Проектное задание. Т. 1: Пояснительная записка и чертежи. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1969. 91 с.
96. *Тентекская* ТЭЦ. Проект расширения Тентекской ТЭЦ с установкой энергетического котла БКЗ-75-39 ФБ ст. № 6. Павлодар: САО ВНИПИэнергопром, Павлодарский ОКП, 1985. 66 с.
97. *Обосновывающие* материалы на расширение и реконструкцию Балхашской ТЭЦ. Ч. 1. Раздел 1. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1983. 94 с.

98. *Обосновывающие* материалы на расширение и реконструкцию Балхашской ТЭЦ. Дополнительные материалы, проработанные по замечаниям управления экспертизы Минэнерго СССР: Пояснительная записка и чертежи. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1987. 144 с.

99. *Расширение* Джезказганской ТЭЦ с установкой котлоагрегата № 11. Проект. Т. 1. Ч. 1 (общая). Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1983. 72 с.

100. *Проектное* задание. Расширение Карагандинской ГРЭС-2 до мощности 700 тыс. кВт. Т. 1: Пояснительная записка. Ростов-на-Дону: Р. О. Теплоэлектропроект. 1961. 208 с.

101. *Паспорт* ТЭЦ—ПВС. Технический отдел КМК. Темиртау. 293 с.

102. *Карагандинская* ГРЭС-2. Расширение III очереди. Технико-экономическое обоснование сторительства. Т. 1: Пояснительная записка. Ростов-на-Дону: Р. О. Атомтеплопроект, 1986. 208 с.

103. *Комплексная* программа научно-технического прогресса на 1991—2010 годы (по пятилеткам). Концепция проблемного раздела 2.3. Топливно-энергетический комплекс. М.: НЭИ, 1987. 89 с.

104. *Разработать* целевую комплексную программу развития Экибастузского комплекса на XII пятилетку и до 2000 г.: Научный отчет КазНИИэнергетики. Алма-Ата, 1984. 112 с.

105. *Народное* хозяйство Казахстана в 1985 году. Алма-Ата: Казахстан, 1986 г.

106. *Куленов Н. С.* Электрификация жилищ: (методы и модели прогнозирования). Алма-Ата: Наука, 1984. 184 с.

107. *Предложения* КазНИИэнергетики по топливно-энергетическому балансу и развитию генерирующих мощностей КазССР до 2000 года. Алма-Ата, 1983. (Архив КазНИИЭ).

108. *Сюндюков Р. Х., Парамонов С. Г.* Основные тенденции перспективного электропотребления сельского и коммунального хозяйства Казахстана // Проблемы оптимизации топливно-энергетических балансов и пропорционального развития ТЭК страны на перспективу. М., 1979. С. 241—252.

109. *Парамонов С. Г., Сюндюков Р. Х.* Оценка глубины электрификации жилищно-коммунального хозяйства села // Современные проблемы электрификации. М., 1986. С. 24—25.

110. *Чоджай М. Х.* Энергосбережение в промышленности. М.: Металлургия, 1982. 272 с.

111. *Схема* теплоснабжения г. Рудного на 1990 г. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1979. 165 с.

112. *Технико-экономический* доклад о развитии теплоснабжения СССР в период до 2000 г. Казахский экономический район. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1984. Т. 1. 208 с.; Т. 2. 353 с.

113. *Схема* генплана промузла в пос. Верхние Кайракты Джезказганской области. Раздел «Теплоснабжение». Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром. 1986.

114. *Схема* теплоснабжения г. Балхаша на период до 1995 г. (корректировка). Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1983. 141 с.

115. *Проектные* соображения по уточнению отдельных решений по системе централизованного теплоснабжения г. Экибастуза. Кн. 1: Пояснительная записка. Алма-Ата: САО ВНИПИэнергопром, 1984. 131 с.

116. *Мыслин Г. А., Травников Ю. С.* Технико-экономические показатели ГРЭС Экибастузского топливно-энергетического комплекса // Принципиальные направления и крупнейшие научно-технические проблемы освоения природных ресурсов в связи с развитием производительных сил Казахстана до 1990—2000 гг. с учетом прилегающих районов. 2-я секция. М., 1978.

117. *Мулькибаев О.* Проблемы Экибастуза // Народное хозяйство Казахстана. 1977. № 12.

118. *Схема* развития сельскохозяйственного водоснабжения Казахской ССР на период до 2000 года. Алма-Ата: Казгипроводхоз, 1985.

119. *Технико-экономический* доклад по строительству ГРЭС на базе Тургайского угольного бассейна. Т. 1: Пояснительная записка и чертежи. Свердловск: У. О. Атомтеплопроект, 1986. 248 с.

120. *Технический* прогресс энергетики СССР. М.: Энергоатомиздат, 1986. 221 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

Глава 1. **Энергетические ресурсы** 7

1.1. Топливно-энергетические ресурсы 7
1.2. Водные и водноэнергетические ресурсы 28
1.3. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии . . 74
1.4. Вторичные энергетические ресурсы 76

Глава 2. **Современное состояние и перспективы энергопотребления и электрификации народного хозяйства** 87

2.1. Развитие производительных сил и энергетической базы . 87
2.2. Современное состояние энергопотребления 100
2.3. Электрификация отраслей народного хозяйства . . . 121
2.4. Перспективы энергопотребления 153

Глава 3. **Современное состояние генерирующих мощностей и энергосистем** 156

3.1. Карагандинская энергосистема 158
3.2. Кустанайская энергосистема 196
3.3. Павлодарская энергосистема 208
3.4. Целинная энергосистема 226
3.5. Экибастузская энергосистема 242
3.6. Электрические сети и энергосистемы 253
3.7. Теплоснабжение 257

Глава 4. **Проблемы водного благоустройства** 261

4.1. Состояние и перспективы развития водного хозяйства . . 261
4.2. Канал Иртыш—Караганда 267
4.3. Джезказганская ветка канала Иртыш—Караганда . . 276
4.4. Канал Нура—Ишим 279
4.5. Целиноградская ветка канала Иртыш—Караганда . . 281
4.6. Сельскохозяйственное водоснабжение Северного и Центрального Казахстана 285

Глава 5. **Перспективы развития электро- и теплогенерирующих мощностей и схема теплоснабжения** 297

5.1. Теплоснабжение 298
5.2. Развитие конденсационных электростанций 309
5.3. Электрические сети и системы 318
5.4. Схема теплоснабжения 320

Литература 331