



Полежаева И.С.

**ИНТЕГРАЦИЯ И РАЗВИТИЕ
ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА КАЗАХСТАНА**

*Мақалада Қазақстандағы отын-
энергетика кешендерінің ықпалдасу және
даму проблемаларының өзекті мәселесі
қарастырылады.*

*The integration and the development of fuel-
engineering complex at Kazakhstan are
considered in this article.*

Электроэнергетика Казахстана в начале 90-х годов являлась государственной монополией и представляла собой систему бесперебойного обеспечения жизнедеятельности экономики и населения. Технологической основой электроэнергетики является Единая электроэнергетическая система, которая остается высшей формой организации производства, передачи и распределения электрической энергии и мощности, независимо от форм собственности и способов формирования оптового и региональных рынков электроэнергии.

Единая энергосистема Казахстана - это высокоавтоматизированный комплекс электростанций и электрических сетей, объединенных общим режимом работы, единым централизованным оперативно-диспетчерским и противоаварийным управлением, единой системой планирования развития, технической политикой, нормативно-технологическим и правовым регулированием. Развитие энергосистемы страны обусловлено рядом особенностей, которые определяют темпы ее развития.

Первая особенность это территориальный аспект. В настоящее время территория Казахстана в энергетическом отношении делится на три основных региона:

- Северный и Центральный регион, включающий Акмолинскую, Восточно-Казахстанскую, Карагандинскую, Костанайскую и Павлодарскую области, энергохозяйство которых объединено общей сетью и имеет развитую связь с Россией;

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

- Западный регион, включающий Актюбинскую, Атыраускую, Западно-Казахстанскую и Мангистаускую области, энергохозяйство которых имеет электрическую связь с Россией. Мангистауская, Атырауская и Западно-Казахстанская области объединены общей электрической сетью, а энергохозяйство Актюбинской области работает изолированно.

С 2000 г. объединенная энергосистема Казахстана работает в параллельном режиме с энергосистемами России и стран Центральной Азии, что позволяет республике решать энергетические проблемы юга Казахстана, куда перебрасываются излишки электроэнергии из Павлодарской области, а также почти на треть



увеличивать производство электроэнергии на крупнейших экибастузских энергостанциях, работающих на дешевых углях.

Экибастузские угольные месторождения, главным образом, сосредоточены в Северном и Центральном Казахстане, здесь же размещены и основные источники электрической энергии. Эти регионы самостоятельно обеспечивают себя электроэнергией и потенциально имеют ее избыток, который может быть предложен на внутренние и внешние рынки электроэнергии. В настоящее время электроэнергия из этого региона экспортируется в Россию, Китай и другие страны.

Регион Южного Казахстана не располагает достаточными первичными энергетическими ресурсами, и его электроэнергетика базируется на привозных углях и импорте газа. Часть потребности в электроэнергии (до 15%) покрывается за счет импорта из Республик Средней Азии. В 1998 году была введена в строй транзитная электрическая линия "Экибастуз–Нура–Агадырь–ЮКГРЭС–Алматы" мощностью 500 кВ. Она связала Южный регион с энергоисточниками Северного и Центрального Казахстана. Тем самым была обеспечена относительная независимость от импорта энергии из центральноазиатских государств. Однако мощности этой линии не хватает для удовлетворения всей потребности региона в электроэнергии.

Регион Западного Казахстана часть потребности в электроэнергии покрывает за счет импорта ее из России (до 68% потребления в регионе). При этом он, в отличие от Южного региона, обладает собственными запасами углеводородного топлива. С разработкой имеющихся топливных ресурсов возникает возможность в короткий срок обеспечить собственные потребности и, при необходимости, создать экспортные ресурсы.

Таким образом, в отрасли складывается такая ситуация, что несмотря на то, что электрические станции северо-востока Казахстана обладают потенциалом по мощности, способным полностью обеспечить собственную потребность, при общем положительном балансе выработки и потребления электроэнергии в стране, в силу сложившейся схемы сетей и рыночной конъюнктуры Южный и Западный регионы вынуждены импортировать электроэнергию.

Основой структуры электроэнергетической отрасли являются электрические станции различных типов. По первичному энергоресурсу, потребляемому для производства электрической (иногда также и тепловой) энергии, электростанции можно подразделить на: тепловые (топливные) - (ТЭС), в том числе теплоэлектроцентрали - (ТЭЦ) и конденсационные электростанции - (КЭС), атомные - (АЭС), гидравлические - (ГЭС), прочие (солнечные, геотермальные, приливные, ветряные и др.), ниже рисунок 1.

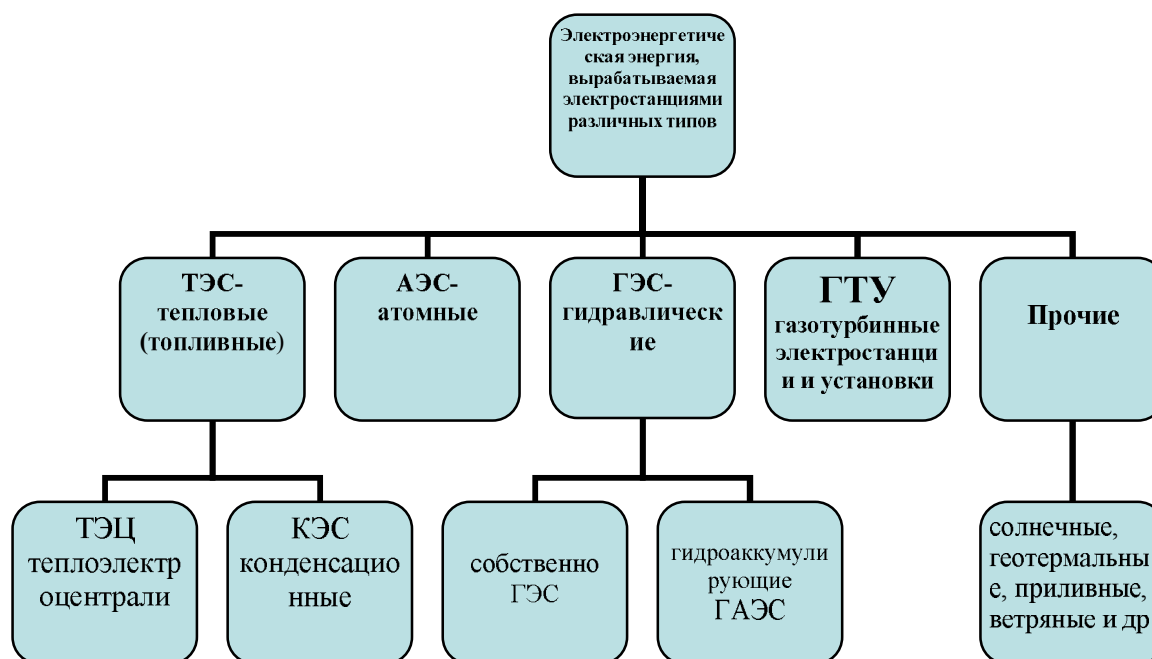




Рисунок 1- Типы электрических станций.
Примечание - составлено по источнику [1].

Все перечисленные типы электростанций обладают разными экономическими показателями и поэтому имеют несколько разные области применения. Главными показателями, определяющими всю экономику энергетического производства, являются капитальные затраты или для сравнения разных электростанций удельные капиталовложения, и годовые расходы по эксплуатации или себестоимость производства единицы энергии. Все другие технико-экономические показатели, так или иначе, агрегируются именно в этих.

Таблица 1 - Сравнительные показатели электростанции, в зависимости от различных источников топлива

Электростанции на органическом и ядерном топливе, цент/кВт.ч	Электростанции на возобновляемых источниках энергии, цент/кВт.ч
Станции на газе – 6,4	Гидроэлектростанции – 4,1
	Геотермальные электростанции – 7,3
Станции на угле – 5,2	Ветроэлектростанции – 6,5
	Геотермальные станции – 6,0
Атомные электростанции - 12	Станции на отходах деревообработки – 6,4
	Солнечные фотоэлектрические станции – 28,0
*Примечание – источник [2]	

Эти усредненные показатели таблицы 1 могут очень сильно меняться в зависимости от конкретных экономических и географических условий. Один из основных аргументов против использования НВИЭ - их «дороговизна». Однако приведенные в таблице 1 данные по средней стоимости электроэнергии, полученной от различных источников энергии на электростанциях стран ЕС (в центах за кВт.ч), свидетельствуют об обратном: одной из самых дорогих оказывается энергия, полученная на АЭС.

Себестоимость производства энергии зависит на 60-80 % от стоимости потребленного топлива (кроме ГЭС), поэтому главным показателем экономичности работы любой тепловой электростанции является его удельный расход на выработку и отпуск единицы энергии. Наиболее распространенными, вырабатывающими около 80% электроэнергии, являются тепловые электростанции (ТЭС). Они подразделяются на станции теплофикационные (теплоэлектроцентрали - ТЭЦ) и конденсационные (КЭС). Конденсационные станции существенно уступают по экономичности ТЭЦ, их удельные расходы на самых лучших КЭС составляют 318-320 г у.т./кВт-ч, а на старых, работавших еще на среднем давлении пара (40 ата), этот показатель может достигать 400-500 г у.т./кВт-ч.

В последнее время все большее распространение получают газотурбинные электростанции и установки (ГТУ), отличающиеся большой маневренностью при низкой экономичности. Они так же, как и ГЭС, используются для покрытия пиковой части графиков нагрузок. Однако их технико-экономические показатели наихудшие среди тепловых электростанций, удельные расходы топлива - 500-600 г у.т./кВт-ч и выше.

Процесс формирования и развития рыночных отношений в энергетике коренным образом изменил саму структуру спроса. Так, дальнейший анализ показал, что из всех групп потребителей тепловой энергии наибольшее сокращение спроса, по сравнению с 1990 годом отмечается со стороны промышленных предприятий на 97-98 %. В результате чего доминирующее положение перешло к жилому сектору, доля которого в структуре спроса за 1999-2005 года возросла с 5,3 % до 48,8 %[3].

Для комплексной оценки современного состояния и оценки приоритетов теплоэнергетического комплекса (ТЭК) воспользуемся системой индикаторов устойчивого развития. В процессе отбора индикаторов для оценки состояния ТЭК Казахстана представляется необходимым определить их соответствие принципам устойчивого развития промышленных комплексов, к которым относятся: сохранение существующих экосистем и восстановление нарушенных;



рациональность структуры производства и потребления;
рациональное природопользование;
открытость и прозрачность для мониторинга и контроля.

Устойчивое и динамичное развитие промышленных комплексов предполагает сбалансированное развитие экономических, экологических и социальных факторов. В соответствии с этим индикаторы следует разделить на три группы: экономические, социальные и экологические.

Первая группа показателей - экономические индикаторы, предполагающие сбалансированное развитие основных экономических параметров комплекса.

К ним относятся:

доля производства ТЭК в общем объеме промышленной продукции;
объем добычи сырья всего и/или на душу населения в натуральном выражении;
рентабельность отраслей теплоэнергетического комплекса;
соотношение продукции, идущей на экспорт и на удовлетворение внутреннего спроса;
объем инвестиций в основной капитал, в т.ч. в освоение новых технологий.

Другая группа индикаторов, характеризующих развитие теплоэнергетического комплекса это экологические показатели.

Угольные ТЭС и котельные при производстве электрической и тепловой энергии выбрасывают в атмосферу большое количество золы, двуокиси серы, окислов азота, окиси углерода, пятиокиси ванадия. Доля твердых выбросов предприятий энергетики в общем объеме выбросов всеми источниками республики составляет 64,4%, по выбросам окислов азота - 63,5%, двуокиси серы - 50,9%, следовательно, более половины выбросов по этим ингредиентам приходится на долю энергетики. Во всех городах республики превышены санитарные нормативы по контролируемым выбросам ТЭС (пыли, окислам азота и двуокиси серы).

Характеризуя в целом ТЭК РК, необходимо отметить следующую особенность электроэнергетики Республики Казахстан, которая заключается в структуре, состоящей в настоящее время из трёх основных сегментов:

1. Крупные электростанции национального уровня, обеспечивающие выработку значительных объемов электроэнергии Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2; Аксуйская ГРЭС; Карагандинская ГРЭС-2 и Иртышский каскад ГЭС - Бухтарминская ГЭС, Усть-Каменогорская ГЭС и Шульбинская ГЭС;

2. Национальная электрическая сеть (" КЕГОС"), обеспечивающая услуги по передаче и диспетчеризации электроэнергии и регулированию мощности, а также согласованные межгосударственные перетоки электроэнергии с энергосистемами сопредельных стран СНГ; Роль и место компании определены Законом «Об электроэнергетике и рядом нормативных актов. Согласно им, КЕГОС является системным оператором единой энергосистемы республики, и главная задача компании – это обеспечение надежного функционирования этой энергосистемы и управления национальной электрической сетью (НЭС).

3. Региональные энергокомпании, обеспечивающие выработку электрической и тепловой энергии, а также распределение энергии: электростанции регионального уровня, распределительные электросетевые компании (РЭК) и системы теплоснабжения городов и поселков.

Литература:

1. Школьник В. Топливо-энергетический комплекс Казахстана // Промышленность Казахстана. – Алматы, 2005. - №2. – С.12-16.
2. Астапов К. Реформирование топливно-энергетического комплекса // Экономист. – М., 2004. - №2. – С. 21-29.
3. Айрих Н. Энергетика: Учет затрат на энергопредприятиях. Ч.1// Файл бухгалтера. – Алматы, 2004. - №8