



Методика расчета компенсации дополнительных затрат энергоснабжающей организации потребителями энергии для финансирования решения и реконструкции энергоисточников, строительства сетей транспортировки энергии и электроподстанций общего пользования при подключении дополнительных нагрузок

Утративший силу

Утверждена приказом Министра энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан 26 марта 1997г. N 9. Зарегистрирована в Министерстве юстиции Республики Казахстан 21 апреля 1997 года N 284. Приказ от 26.03.1997г. N 9. утратил силу - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 01.11.2004г. N 257

1. Область применения

Настоящая Методика устанавливает порядок определения размера компенсации затрат энергоснабжающей организации в строительстве и расширение энергоисточников с учетом затрат на природоохранные мероприятия и строительство тепловых, электрических сетей и подстанций общего пользования .

Затраты энергоснабжающей организации при строительстве новых, расширении и реконструкции существующих энергоисточников, тепловых и электрических сетей и подстанций общего пользования соответствуют плате за присоединяемую электрическую и тепловую нагрузку покупателей энергии - потребителей тепловой и электрической энергии.

2. Основные понятия, применяемые в Методике

2.1. Энергоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической и (или) тепловой энергии .

2.2. Покупатель энергии - юридические лица любой формы собственности и вида деятельности .

2.3. Базисная электростанция - крупная конденсационная электростанция с единичной электрической мощностью энергоблоков 300 МВт и выше, предназначенная для покрытия дефицита электрической мощности в целом по региону Республики Казахстан .

2.4. "Условная котельная" - условный альтернативный источник тепла для группы (или одного) покупателей энергии, с показателями, приведенными к

условиям региона расположения потребителя.

2.5. Плата за присоединяемую нагрузку - компенсация затрат энергоснабжающей организации, связанная со строительством новых, расширением и реконструкцией существующих объектов энергетики для покрытия дополнительной присоединяемой электрической и тепловой нагрузки покупателей энергии за счет их средств.

2.6. Естественный прирост нагрузки потребителей - прирост нагрузок потребителей энергии, не связанный с переоформлением договора с энергоснабжающей организацией на потребление энергии.

3. Общие положения

Плата за присоединяемую электрическую и тепловую нагрузку определяется в зависимости от географического расположения, климатических условий и топливообеспеченности региона расположения потребителя - покупателя энергии.

3.1. Методика определения размера платы потребителя за присоединяемую электрическую нагрузку

Методикой, выполненной в соответствии с Законом "Об энергетике" (статья 6, пункт 3), рекомендуется определять размер платы потребителя за присоединяемую электрическую нагрузку по удельной стоимости промстроительства базисного источника электрической энергии с учетом затрат на природоохранные мероприятия и удельным затратам на строительство магистральных электрических сетей (220 кВ и выше).

Основные условные обозначения:

- N - электрическая мощность энергоисточника, тыс. кВт;
- Nп - присоединяемая электрическая нагрузка потребителя,
тыс. кВт;
- Кэ - капитальные вложения в строительство энергоисточника,
млн. тенге;
- Кпр - капитальные вложения на природоохранные мероприятия,
млн. тенге;
- К - суммарные капиталовложения в строительство
энергоисточника,
млн. тенге;
- у
- Кэ - удельные капитальные вложения в строительство
энергоисточника, тенге/кВт;
- у
- Кпр - удельные капитальные вложения в природоохранные
мероприятия, тенге/кВт;

у
К_{тр} - удельные капитальные вложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы, тенге/кВт;

у
К_{с_{мр}} - удельные капитальные вложения в строительномонтажные работы, тенге/кВт;

у
К_{э прив} - удельные капитальные вложения в строительство энергоисточника, приведенные к рассматриваемому району (региону), тенге/кВт;

П_э - плата потребителями энергоснабжающей организации за присоединяемую электрическую нагрузку, млн. тенге;

К_{пер} - переводной коэффициент, учитывающий изменение размера платы за присоединяемую нагрузку по отношению к уровню цен на 1.01.1991 г..

Величина платы потребителей электроэнергии (любой формы собственности) за присоединяемую нагрузку к электрическим сетям энергосистемы определяется из расчета возмещения всех затрат последней по снабжению их электрической энергией.

Она включает в себя капиталовложения на расширение источников электроэнергии (К_э) и капиталовложения на природоохранные мероприятия (К_{пр}), которые принимаются по проектно-сметной документации данного энергоисточника района (области).

Таким образом, суммарные капиталовложения на расширение электростанции составят:

$$K = K_{э} + K_{пр} \quad (1)$$

При этом К_э разделяется на две части:

- капвложения на приобретение собственно оборудования расширяемой части электростанции (К_о) и капиталовложения на строительномонтажные работы (К_{с_{мр}}), которые составляют 50-60% от К (К_{с_{мр}} включает и затраты на природоохранные мероприятия).

При известной величине указанных составляющих, участие потребителей (К_п) в расширении электростанции определяется по формуле:

$$K_{п} = \left(\frac{K_{э}}{N} + \frac{K_{пр}}{N} \right) N_{п} \times K_{пер} = \left(\frac{K_{э}}{N} + \frac{K_{пр}}{N} \right) \times N_{п} \times K_{пер} \quad (2),$$

где К_э = К_о + К_{с_{мр}} (тенге/кВт) - удельная стоимость расширяемой части электростанции по электротехническому оборудованию

(K_0) и удельная стоимость строительно-монтажных работ ($K_{смп}$) для ТЭС района .

Капитальные вложения (размер участия потребителей), относимые на ввод в действие электрической мощности ТЭС, определяются, исходя из $K_э$ для конкретного района по проектно-сметной документации.

П р и э т о м :

$$K_э \text{ прив} = (K_э - K_{смп}) + K_{смп} \text{ прив} \quad (3),$$

Удельные капитальные вложения на строительно-монтажные работы, приведенные к рассматриваемому району, рассчитываются следующим образом:

$$K_{смп} \text{ прив} = K_{смп} \times K_{тер} \times K_{кл} \quad (4),$$

где $K_{тер}$ - территориальный коэффициент на строительно-монтажные работы для соответствующих областей, принимается по приложению 1;

$K_{кл}$ - коэффициент, учитывающий условия производства работ (климат и сейсмичность), принимается по приложению 2.

Если заявляемая электрическая нагрузка будет привязана к конкретной ТЭЦ, то удельная стоимость $K_э$ определяется только на создание электрической мощности. Для большинства ТЭЦ эта величина составляет от 50% до 60% от суммарной удельной стоимости ТЭЦ, в среднем 55% (45% расходуется на создание тепловой мощности).
П о э т о м у

при рассмотрении конкретной ТЭЦ $K_э$ умножается на этот коэффициент, т.е. $K_э \text{ тэц} = 0,55 \times K_э$ (допускается использовать данные по конкретной ТЭЦ).

Плата потребителями за присоединяемую нагрузку к энергосистеме определяется следующим образом:

$$P_э = (K_э + K_{пр} + K_{тр}) \times N_{п} \times K_{пер} \quad (5),$$

где $K_{тр}$ - удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы, тенге/кВт (приложение 3).

Здесь необходимо подчеркнуть основное назначение $K_{тр}$ - это участие потребителей электроэнергии в строительстве питающих сетей энергосистем, межсистемных линий электропередачи 220 кВ и выше и межгосударственных связей на напряжении 500 - 1150 кВ.

Таким образом, потребитель электрической энергии, заплатив за подключаемую нагрузку, одновременно участвует в развитии энергетики страны, преследующей цели снабжения потребителей без ограничения, соответствующего качества и высокой степени надежности.

Удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим у сетям энергосистемы $K_{тр}$ могут быть определены для энергосистемы или области. Для этого необходимо по нескольким действующим системам электропередачи на 110 - 500 кВ (питающие линии электропередачи и подстанции, подключенные к этим линиям) по отдельности по проектно-сметной документации определить затраты на систему электропередачи:

$$K_c = K_{лп} + K_{пс}$$

Далее по каждой системе электропередачи надо определить их экономические мощности $N_{эк}$, тыс. кВт по загрузке трансформаторов на расчетный срок. При этом фактические значения удельных капиталовложений определяются по формуле:

$$K_{тр} = K_c : N_{эк} \quad (\text{тенге/кВт})$$

Определенные таким образом фактические удельные затраты на ввод электросетевых объектов по разным системам электропередачи должны быть усреднены по энергосистеме (области) и эта величина будет являться фактическим показателем для формулы (5) по определению платы потребителей за присоединяемую мощность.

Предлагается также второй способ определения удельных капвложений на транспорт мощности по питающим сетям у энергосистемы - $K_{тр}$.

Затраты на транспорт мощности по питающим электрическим сетям энергосистемы являются следствием прироста нагрузок $*N_{п}$ (кВт) потребителей электроэнергии в целом по энергосистеме в течение расчетного срока (как правило, 5 лет).

На основании этого прироста нагрузок по техническим и экономическим критериям предусматривается ввод в эксплуатацию определенных элементов питающих сетей - линий электропередачи и подстанций 220 кВ и выше, а для сельских районов - 110 кВ и выше с необходимым объемом капиталовложений K_c (тенге). В этом случае удельная стоимость транспорта мощности по питающим сетям

у энергосистемы (области) $K_{тр}$ определяется следующим образом

:

$$K_{тр} = K_c : * N_{п}, \quad (\text{тенге/кВт});$$

Определенные таким образом удельные капиталовложения на транспорт мощности по питающим сетям энергосистемы для трех регионов Республики Казахстан приведены в Приложении 3.

При определении платы потребителями за присоединяемую нагрузку, при соответствующем обосновании, допускается применение фактических

у

удельных затрат на транспорт мощностей Ктр по энергосистеме(области).

В случае возникновения трудностей в определении удельных показателей по конкретным электрическим станциям энергосистемы (области) рекомендуется более упрощенный метод определения размера платы потребителем за присоединяемую электрическую нагрузку.

По условиям топливоснабжения, с учетом географического расположения, климатических условий, наличия топливно-энергетических ресурсов и действующих или проектируемых базисных электрических станций территориально Республику Казахстан рекомендуется разделить на три региона:

I регион - районы наличия дешевого энергетического твердого топлива - углей месторождений "Кара Жыра" (Семипалатинская область), Экибастузского, Майкубенского, Шубаркольского, Торгайского месторождений - Восточно-Казахстанская, Семипалатинская, Карагандинская, Павлодарская, Жезказганская, Ақмолинская, Северо-Казахстанская, Костанайская, Торгайская и Кокшетауская области, где продолжительность отопительного периода 4200-5500 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 40 С до - 30 С, относящиеся к следующим энергосистемам: Алтайэнерго, Карагандаэнерго, Костанайэнерго, Павлодарэнерго, Экибастузэнерго, Целинэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается Экибастузская ГРЭС - 2.

II регион - районы привозного топлива: Алматинская, Талдыкорганская, Жамбылская, Южно-Казахстанская и Кызыл-Ординская области, где продолжительность отопительного периода 3500-4000 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 30 С до - 20 С, относящиеся к энергосистемам Алматыэнерго и Южказэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается Южно-Казахстанская ГРЭС.

III регион - районы действия газомазутного топлива: Мангистауская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Ақтөбінская области, где продолжительность отопительного периода 3200-5000 часов, расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления от - 30 С до 20 С, относящиеся к энергосистемам Атырауэнерго и Запказэнерго.

Базисным источником электрической энергии для региона принимается
А к т ю б и н с к а я Э С .

При возникновении трудностей в определении удельных показателей по конкретным ТЭС в расчет принимаются показатели прогрессивных КЭС регионов Республики Казахстан, представленных в Приложении 4 , тогда расчеты по определению размера платы потребителями за присоединяемую электрическую нагрузку (формула 5) максимально упрощаются, т.к. в этом случае удельные показатели $K_{\text{э}}$ и $K_{\text{пр}}$ принимаются из Приложения 4 (расчеты проиллюстрированы примером 2).

3.1.1. Примеры расчета платы потребителей за присоединяемую электрическую нагрузку

Пример расчета N 1

Потребитель электроэнергии - электрифицируемый участок железной дороги с заявляемой электрической нагрузкой $N_{\text{п}}$, равной 15066 кВт, расположен на территории Жезказганской области (1 регион).

Источником электрической энергии является Жезказганская ТЭЦ-2 на твердом топливе с располагаемой мощностью N , равной 464 тыс.кВт.

Имеются следующие данные:

$K = 503$ млн. тенге, в том числе строительно-монтажные работы составляют 53% от K (с учетом СМР на природоохранные мероприятия), $K_{\text{пр}} = 151,2$ млн. тенге, т.е. 30% от K .

Сейсмичность района менее 6 баллов.

В данном случае Жезказганская ТЭЦ-2 рассматривается как расширяемый источник электроэнергии области (расширение может быть в другом месте, например, на Балхашской ТЭЦ). Затраты на создание электрической мощности Жезказганской ТЭЦ-2 составляют 56% от установленной (располагаемой) мощности станции (44% используется на создание тепловой мощности).

При известной величине составляющих затрат участие данного потребителя в расширении электростанции определяется по формуле (2):

$$K_{\text{п}} = (K_{\text{э}}/N + K_{\text{пр}}/N) N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} \times K_{\text{тэц}}$$

где $K_{\text{тэц}} = 0,56$ - доля затрат на создание электрической мощности, включая природоохранные мероприятия;

$K_{\text{пер}} = 1$ по состоянию уровня цен на 1991 г.

Плата потребителем за присоединяемую нагрузку к электрическим сетям энергосистемы ($P_{\text{э}}$) определяется по зависимости (5):

$$P_{\text{э}} = \dots$$

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}},$$

$$\text{где } K_{\text{э}} = 0,56 \times 503 : 464 = 607 \text{ (тенге/кВт);}$$

$$K_{\text{пр}} = 151,2 : 464 = 325,9 \text{ (тенге/кВт);}$$

$K_{\text{тр}} = 260$ тенге/кВт - по приложению 3.

Так как в данном случае в качестве расширяемого источника использована конкретная Жезказганская ТЭЦ-2, а не прогрессивная КЭС

района, то вместо $K_{\text{э}}$ в расчет принимаются $K_{\text{э прив}}$ с учетом конкретных условий, т.е. района размещения источника $K_{\text{тер}}$ (Приложение 1), а также климата и сейсмичности района $K_{\text{кл}}$ (Приложение 2), определяемые по формулам (3) и (4):

$$K_{\text{э прив}} = (K_{\text{э тэц}} - K_{\text{смп}}) + K_{\text{смп}} \times K_{\text{тер}} \times K_{\text{кл}},$$

Как указывалось выше, $K_{\text{смп}} = 0,53 \times K_{\text{э}}$, тогда

$$K_{\text{э прив}} = (K_{\text{э}}/N - 0,53 K_{\text{э}}/N) + K_{\text{э тэц}} \times 0,53 K_{\text{э}}/N \times K_{\text{тер}} \times K_{\text{кл}} =$$

$$(0,56 \times 503 : 464 - 0,56 \times 0,53 \times 503 : 464) + 0,56 \times 0,53 \times$$

$$503 : 464 \times 1 \times 1,015 = (0,56 \times 1084 - 0,56 \times 574,5) + 0,56 \times$$

$$574,5 \times 1,0 \times 1,015 = (607 - 321,7) + 326,6 = 611,9 \text{ (тенге/кВт)}.$$

Плата за присоединяемую электрическую нагрузку:

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э прив}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} =$$

$$= (611,9 + 325,9 + 260) \times 15066 \times 1,0 = 18,04 \text{ (млн. тенге)}.$$

Таким образом, данный потребитель электроэнергии участвует как в расширении электростанции области, так и в развитии питающих сетей энергосистемы.

Пример расчета N 2

(по упрощенной методике)

Потребитель электроэнергии - электрифицируемый участок железной дороги с заявляемой электрической нагрузкой $N_{\text{п}}$, равной 15066 кВт, расположен на территории Жезказганской области (1 регион).

Источником электрической энергии является прогрессивная конденсационная электростанция (КЭС) региона - Экибастузская ГРЭС-2, необходимые удельные показатели приведены в Приложении 4.

Плата потребителя электроэнергии в расширение прогрессивной КЭС региона и в развитие питающих электрических сетей энергосистемы

определяется по выражению (5):

$$P_{\text{э}} = (K_{\text{э}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}) \times N_{\text{п}} \times K_{\text{пер}} = \\ = (448 + 224 + 260) \times 15066 \times 1,0 = 14,0 \text{ (млн. тенге),}$$

где по Приложению 3 $K_{\text{тр}} = 260$ тенге/кВт.

Плата потребителя в размере 14 млн. тенге на 72% будет использована для расширения электростанции и на 28% - для развития питающих электрических сетей энергосистемы.

Как показывают результаты расчетов для одного и того же потребителя, плата за присоединяемую электрическую нагрузку (15066 кВт), в случае расчета с данными конкретной ТЭЦ, получилась на 28,8% дороже, чем в варианте с прогрессивной КЭС региона.

Это объясняется тем, что агрегаты ТЭЦ, как правило относительно небольшой мощности, поэтому их удельная стоимость значительно больше по сравнению с агрегатами КЭС. Поэтому результаты расчетов по определению размера платы потребителями за присоединяемую электрическую нагрузку с конкретными (местными) электростанциями будут, как правило, на 25-30% больше, чем результаты расчетов по упрощенной методике.

3.2. Методика определения размера платы потребителя за присоединяемую тепловую нагрузку

3.2.1. Теплоисточники

Размер платы потребителя за присоединяемую тепловую нагрузку рекомендуется определять по удельной стоимости промстроительства "условной котельной" с показателями, приведенными к условиям региона расположения потребителя - покупателя энергии с применением коэффициентов, учитывающих условия подключения к конкретному источнику тепла энергоснабжающей организации.

В качестве "условной котельной" принята промышленно-отопительная котельная тепловой мощностью 400 Гкал/ч на твердом топливе с "экологически чистым" оборудованием, с закрытой системой горячего водоснабжения, для первого территориального района.

Базовый удельный показатель стоимости строительства "условной котельной", определенный расчетным путем на основании объектов - у представителей Республики Казахстан - $K_{\text{ти}} = 530$ тыс. тенге/Гкал/ч (в ценах 1991 г.).

Для приведения показателей удельных затрат в строительство "условной котельной" к условиям региона расположения потребителя - покупателя энергии с учетом подключения к конкретному источнику тепла энергоснабжающей

организации рекомендуется применение следующей системы коэффициентов:

Ктер - территориальный коэффициент изменения сметой стоимости по областям республики, принимается по Приложению 1;

Ккл - климатический и сейсмический коэффициенты изменения сметой стоимости, принимается по Приложению 2;

К1ти - коэффициент, учитывающий подключение потребителя тепловой энергии к энергоисточнику (к ТЭЦ - 0,65, к котельной - 1 - 1,3);

К2ти = 0,6 (при газомазутном топливе) коэффициент, учитывающий вид топлива конкретного источника тепла энергоснабжающей организации;

К3ти - коэффициент, учитывающий экологическую напряженность района расположения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации, принимается по Приложению 5;

К4ти - 1,1 (при открытой системе горячего водоснабжения) коэффициент, учитывающий сложившуюся систему горячего водоснабжения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации.

При присоединении паровой нагрузки к ТЭЦ, независимо от параметров (с учетом перевода 1 т/ч пара = 0,6 Гкал/ч) применяется коэффициент К5ти = 2 к величине платы за присоединяемую нагрузку в паре.

Кпер - переводной коэффициент, учитывающий изменение размера платы за присоединяемую нагрузку по отношению к уровню цен на 1.01.91 г.

3.2.2. Тепловые сети

Базовый удельный показатель стоимости строительства тепловых сетей принят для следующих исходных условий строительства:

- тепловой район - 400 Гкал/ч;
- плотность тепловой нагрузки - 0,5 Гкал/ч х га;
- смешанный способ прокладки;
- сухие грунты;
- схема подключения потребителей горячего водоснабжения - закрытая;
- график регулирования отпуска тепла - 150/70 С;
- расчетная наружная температура для проектирования систем отопления - м и н у с 2 5 С ;

- базовый удельный показатель стоимости строительства тепловых сетей, определенный расчетным путем на основании объектов - у представителей Республики Казахстан - Ктс = 72,1 тыс. тенге/Гкал/ч (в ценах 1991 г.).

Переход от базового показателя к местным условиям строительства

осуществляется путем введения соответствующих коэффициентов:

К1_{тс} - территориальный коэффициент на строительство тепловых сетей (см. Приложение 5) ;

К2_{тс} - на плотность тепловой нагрузки (см. Приложение 6);

К3_{тс} - на суммарный уровень подключенной тепловой нагрузки (см. Приложение 7) ;

К4_{тс} - на климатические условия - расчетную температуру наружного воздуха (см. Приложение 8) ;

К5_{тс} - на особые условия строительства: сейсмичность, обводненные грунты, просадочность, горные подработки и др. - 1,1 (см. Примечание 2);

К6_{тс} - коэффициент, учитывающий затраты на выполнение требований СНиП по надежности (см. Приложение 9);

К7_{тс} - на открытую систему горячего водоснабжения - 1,05.

Затраты в строительство тепловых сетей определяются путем умножения удельного базового показателя К_{тс} на приведенные коэффициенты.

П р и м е ч а н и я :

1. Рекомендуемые коэффициенты не являются безоговорочными. Учет местных условий, в том числе дальний транспорт тепла, при конкретном проектировании может внести поправки в величину этих коэффициентов в ту или иную сторону .

2. При наличии нескольких факторов общий коэффициент на особые условия строительства получается перемножением коэффициентов.

3.2.3. Примеры расчета платы потребителей за присоединяемую тепловую нагрузку

У с л о в н ы е о б о з н а ч е н и я :

Q - тепловая мощность энергоисточника, Гкал/ч;

Q_п - присоединяемая тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч;

К_т - полные затраты на строительство "условной котельной" - источника тепловой энергии с учетом природоохранных мероприятий, млн. тенге;

у

К_э - удельные затраты на строительство базисного источника электрической энергии, тенге на 1 кВт ;

у

К_т - удельные затраты на строительство "условной котельной" - источника тепловой энергии, тыс. тенге на 1 Гкал/ч;

у

К_{тс} - удельные затраты в строительство магистральных тепловых сетей, тыс. тенге на 1 Гкал/ч ;

П_т - плата за присоединяемую тепловую нагрузку, млн. тенге;

Пти - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в расширение теплоисточника, млн. тенге;

Птс - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в развитие тепловых сетей, млн. тенге;

Пт - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в горячей воде, млн. тенге;

Пт - плата за присоединяемую тепловую нагрузку в паре, млн. тенге.

Плата за присоединяемую тепловую нагрузку определяется по формуле:

$$P_{т} = P_{ти} + P_{тс}$$

$$P_{ти} = (Q_{п} + K_{5ти} \times 0,6 \times D_{п}) \times K_{т} \times K_{тер} \times K_{кл} \times K_{1ти} \times K_{2ти} \times K_{3ти} \times K_{4ти} \times K_{пер} \times 10, \text{ млн. тенге}$$

$$P_{тс} = Q_{п} \times K_{тс} \times K_{1тс} \times K_{2тс} \times K_{3тс} \times K_{4тс} \times K_{5тс} \times K_{6тс} \times K_{7тс} \times K_{пер}, \text{ млн. тенге}$$

Пример 1. Потребитель расположен в г. Павлодаре. Присоединяемая тепловая нагрузка в горячей воде $Q_{п} = 25$ Гкал/ч, в паре - $D_{п} = 10$ т/ч.

Источник тепла - ТЭЦ-3 на твердом топливе. Схема теплоснабжения - централизованная. Система горячего водоснабжения - закрытая. Магистральные тепловые сети подземно-надземные. Город Павлодар согласно СНиП II-7-18 относится к I-му району. Сейсмичность района 6 баллов. Грунты мокрые. Расчетная температура для проектирования системы отопления - 37 С. Плотность тепловой нагрузки - 0,71 Гкал/ч на гектар.

$$K_{ти} = 530 \text{ тыс. тенге/Гкал/ч}; K_{тс} = 72,1 \text{ тыс.тенге/Гкал/ч}$$

$$K_{тер} = 1,16; K_{кл} = 1,015; K_{1ти} = 0,65; K_{2ти} = 1; K_{3ти} = 1,15; K_{4ти} = 1; K_{5ти} = 2; K_{пер} = 60 \text{ (на момент расчета).}$$

$$K_{1тс} = 1,07; K_{2тс} = 0,59; K_{3тс} = 0,79; K_{4тс} = 1,12; K_{5тс} = 1,1; K_{6тс} = 1; K_{7тс} = 1;$$

Плата за присоединяемую тепловую нагрузку в горячей воде составит:

$$P_{т} = P_{ти} + P_{тс}$$

$$P_{ти} = (Q_{п} + K_{5ти} \times 0,6 \times D_{п}) \times K_{т} \times K_{тер} \times K_{кл} \times K_{1ти} \times K_{2ти} \times K_{3ти} \times K_{4ти} \times K_{пер} \times 10, \text{ млн. тенге}$$

$$Птс = Qп \times Kтс \times K1тс \times K2тс \times K3тс \times K4тс \times K5тс \times K6тс \times K7тс \times Kпер, \text{ млн. тенге}$$

$$Пти = (25 + 2 \times 0,6 \times 10) \times 530 \times 10 \times 1,16 \times 1,015 \times 0,65 \times 1 \times 1,15 \times 1 \times 60 \times 10 = 1035,5 \text{ млн. тенге}$$

$$Птс = 25 \times 72,1 \times 10 \times 1,07 \times 0,59 \times 0,79 \times 1,12 \times 1,1 \times 1 \times 1 \times 60 \times 10 = 66,5 \text{ млн. тенге}$$

$$Пт = Пти + Птс = 1035,5 + 66,5 = 1102 \text{ млн. тенге}$$

Приложение 1

Территориальные коэффициенты изменения сметной стоимости СМР по областям Республики Казахстан, Ктер

Наименование областей	Значения, Ктер
1. Акмолинская	1,19
2. Актюбинская	1,12
3. Алматинская	1,06
4. Атырауская	1,19
5. Восточно-Казахстанская	1,23
6. Жамбылская	1,17
7. Жезказганская	1,10
8. Западно-Казахстанская	1,14
9. Карагандинская	1,19
10. Кокшетауская	1,22
11. Костанайская	1,20
12. Кзыл-Ординская	1,10
13. Мангистауская	1,00
14. Павлодарская	1,16
15. Северо-Казахстанская	1,13
16. Семипалатинская	1,16
17. Талдыкорганская	1,15
18. Торгайская	1,00
19. Южно-Казахстанская	1,09
20. г. Алматы	1,00

Приложение 2
**Климатические и сейсмические коэффициенты
изменения сметной стоимости СМР, Ккл**

Вид затрат	Климатические коэффициенты для районов <*>				Сейсмические коэффициенты для районов		
	I	II	III	IV	V	VI	VII
		базис- ный			сейсм. 7 балл.	сейсм. 8 балл.	сейсм. 9 балл.
Строительно-монтажные работы	1.015	1.0	1.005	0.999	1.020	1.047	1.060

Сноска. Исходные данные, принятые для разработки климатических и сейсмических коэффициентов:

Климатические районы по СНиП	Принятые обозначения районов в таблице коэффициентов климатических и сейсмических						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Ветровой район по СНиП 2-01-01-82	III	I	III	III			I
Снеговой район по СНиП 2-01-01-82	IV	III	II	I			III
Расчетная температура наружного							

воздуха	-40 С	-30 С	-30 С	-20 С		-30 С
Сейсмичность района по СНиП II-7-18			до 6 баллов	7	8	9 балл.

Приложение 3

Удельные капильные вложения на 1 кВт нагрузки потребителя элетроэнергии в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) - транспорт мощностей у по питающим электрическим сетям энергосистемы, Ктр

Наименование экономических районов	Значения у Ктр, тенге/кВт
1. Северо-Казахстанский (I-регион)	260
2. Южно-Казахстанкий (II-регион)	220
3. Западно-Казахстанский (III-регион)	240

Примечания: 1. Удельные капитальные вложения в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) приведены с учетом территориальных коэффициентов на СМР для трех регионов Республики Казахстан.
2. Значения удельных капитальных вложений в строительство линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС) соответствует уровню цен 1991 г.

Приложение 4

Показатели строительства прогрессивных КЭС

Наименование КЭС	Мощность, топли-	Вид строительства	Стоимость затраты на	Удельные затраты на	Удельные затраты в
------------------	-------------------	--------------------	-----------------------	----------------------	---------------------

	МВт	ва	К, млн.тенге		строительство, природо-		охранные
					тенге/кВт	мероприятия	
			----- -----		Всего, в т.ч. Всего, в т.ч. у		Кпр,
			К	СМР, у	СМР,у	Кср,	
			Кср	Кэ		Кср	тенге/кВт
1. Экибастузская ГРЭС - 2	4000	Уголь	2688	1013	448	237	224
(I регион)							
2. Южно-Казахстанская ГРЭС (II регион)	3240	Уголь	3549	2040	914	630	181
3. Актюбинская ЭС (III регион)	954	Газ,	513	281	442	295	96
							мазут

- Примечание: 1. Значения удельных затрат прогрессивных КЭС получены в результате обработки проектно-сметной документации Экибастузской ГРЭС-2 и сметно-финансовых расчетов технико-экономических обоснований (ТЭО) строительства Южно-Казахстанской ГРЭС и Актюбинской ЭС, которые могут быть уточнены на последующих стадиях проектирования и реализации строительства.
2. В состав затрат строительно-монтажных работ (СМР) входят и затраты на реализацию природоохранных мероприятий.
3. Значения удельных затрат на строительство соответствуют уровню цен 1991 г.

(1 тенге = 1,04 доллара США)

Приложение 5

Территориальные коэффициенты на строительство тепловых сетей к базовой стоимости, К1тс

Наименование областей	Территориальные коэффициенты для тепловых сетей
1. Акмолинская	1,07
2. Актюбинская	1,02
3. Алматинская	1,05

4. Атырауская		1,13
5. Восточно-Казахстанская		1,08
6. Жамбылская		1,02
7. Жезказганская		1,13
8. Западно-Казахстанская		1,01
9. Карагандинская		1,10
10. Кокшетауская		1,06
11. Костанайская		1,11
12. Кзыл-Ординская		1,05
13. Мангистауская		1,00
14. Павлодарская		1,07
15. Северо-Казахстанская		1,13
16. Семипалатинская		1,00
17. Талдыкорганская		1,07
18. Торгайская		1,12
19. Южно-Казахстанская		1,08

Приложение 6

Коэффициенты на плотность тепловой нагрузки к базовой стоимости тепловых сетей, К2тс

Наименование	Расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч							
	25	50	100	200	300	400	500	600
1. ройка	2 - 3 этажная при плотности		зас -					
0,32 Гкал/чхга			1,36	1,33	1,32	1,31		
2. тройка	5 этажная при плотности		зас -					
0,71 Гкал/чхга	0,59	0,64	0,70	0,70	0,70	0,74	0,78	0,78
/ квартальная планировка /								

Приложение 7

Коэффициенты на суммарный уровень подключенной тепловой нагрузки к базовой стоимости тепловых сетей, К3тс

Наименование	Расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч
--------------	--

	25	50	100	200	300	400	500	600	
1 . т р о й к а	0,50	0,78	0,82	0,87	0,94	0,99	1,00	1,01	1,02
5 э т а ж н а я п р и п л о т н о с т и									
/ м и к р о р а й о н н а я п л а н и р о в к а /									

Приложение 8
**Коэффициенты на климатические условия -
расчетную температуру наружного воздуха - к
базовой стоимости тепловых сетей, К4тс**

Наименование	Коэффициенты на расчетную температуру		
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, t нрo, С			
1 .	минус 5	С	1,00
2 .	минус 10	С	1,00
3 .	минус 15	С	1,00
4 .	минус 25	С	1,00
5 .	минус 26	С	1,01
6 .	минус 27	С	1,02
7 .	минус 28	С	1,03
8 .	минус 29	С	1,04
9 .	минус 30	С	1,05
10 .	минус 31	С	1,06
11 .	минус 32	С	1,07
12 .	минус 33	С	1,08
13 .	минус 34	С	1,09
14 .	минус 35	С	1,10
15 .	минус 36	С	1,11
16 .	минус 37	С	1,12
17 .	минус 38	С	1,13
18 .	минус 39	С	1,14

Приложение 9

Коэффициент, учитывающие затраты на выполнение требований СНиП по надежности к базовой стоимости тепловых сетей, К5тс

Наименование		Тепловая нагрузка, Q		
		Г к а л / ч		
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, t нро, С		200	300	400
1.	минус 5 С	1,00	1,00	1,00
2.	минус 10 С	1,00	1,00	1,00
3.	минус 15 С	1,00	1,00	1,00
4.	минус 20 С	1,00	1,07	1,08
5.	минус 25 С	1,00	1,07	1,08
6.	минус 26 С	1,00	1,07	1,08
7.	минус 27 С	1,00	1,07	1,08
8.	минус 28 С	1,00	1,07	1,08
9.	минус 29 С	1,00	1,07	1,08
10.	минус 30 С	1,07	1,08	1,09
11.	минус 31 С	1,07	1,08	1,09
12.	минус 31 С	1,07	1,08	1,09
13.	минус 33 С	1,07	1,08	1,09
14.	минус 34 С	1,07	1,08	1,09
15.	минус 35 С	1,07	1,08	1,09
16.	минус 36 С	1,07	1,08	1,09
17.	минус 37 С	1,07	1,08	1,09
18.	минус 38 С	1,07	1,08	1,09
19.	минус 39 С	1,07	1,08	1,09
20.	минус 40 С	1,07	1,08	1,09

Приложение 10

Коэффициенты, учитывающие экологическую напряженность района расположения конкретного источника тепла энергоснабжающей организации, К3ти

Наименование областей, городов, населенных пунктов	Значение КЗти
1	2
1. Акмолинская	область
1.1. г. Акмола	1,10
2. Актюбинская	область
2.1. г. Актюбинск	1,10
3. Алматинская	область
3.1. г. Алматы	1,30
3.2. г. Капчагай	1,03
4. Атырауская	область
4.1. г. Атырау	1,13
4.2. г. Индер	1,10
5. Восточно-Казахстанская	область
5.1. г. Усть-Каменогорск	1,25
5.2. г. Лениногорск	1,13
5.3. г. Зыряновск	1,10
6. Жамбылская	область
6.1. г. Тараз	1,15
6.2. г. Каратау	1,13
7. Жезказганская	область
7.1. г. Жезказган	1,20
7.2. г. Никольск	1,13
7.3. г. Балхаш	1,20
8. Западно-Казахстанская	область
8.1. г. Уральск	1,05
8.2. г. Аксай	1,10
9. Карагандинская	область
9.1. г. Караганда	1,25
9.2. г. Темиртау	1,20
9.3. г. Сарань	1,10
9.4. г. Топар	1,10
10. Кокшетауская	область
10.1. г. Кокшетау	1,10
10.2. г. Щучинск	1,20
10.3. г. Бурабай	1,20

11.	Костанайская	область	
11.1.	г. Костанай		1,10
11.2.	г. Рудный		1,10
12.	Кзыл-Ординская	область	
12.1.	г. Кзыл-Орда		1,20
12.2.	г. Байконур		1,20
12.3.	г. Казалинск		1,10
12.4.	г. Аральск		1,20
13.	Мангистауская	область	
13.1.	г. Актау		1,10
14.	Павлодарская	область	
14.1.	г. Павлодар		1,15
12.2.	г. Экибастуз		1,15
12.3.	г. Аксу		1,10
15.	Северо-Казахстанская	область	
15.1.	г. Петропавловск		1,10
16.	Семипалатинск		
16.1.	г. Семипалатинск		1,25
17.	Талдыкорганская	область	
17.1.	г. Талдыкорган		1,07
17.2.	г. Текели		1,07
18.	Торгайская	область	
18.1.	г. Аркалык		1,05
19.	Южно-Казахстанская	область	
19.1.	г. Шымкент		1,15
19.2.	г. Кентау		1,15
19.3.	г. Туркестан		1,10
20.	Другие населенные пункты республики		1,00