

УДК 621.165

**ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ –  
АЛЬТЕРНАТИВА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОМУ**

**Кандидаты техн. наук НАЗАРОВ В. И., ТАРАСЕВИЧ Л. А.,  
магистр техн. наук БУРОВ А. Л.**

*Белорусский национальный технический университет*

До середины 1980-х гг. в нашей стране преимущественно развивались крупные системы теплофикации и централизованного теплоснабжения. Строительство мощных теплофикационных систем позволяло наиболее эффективным способом решать проблему обеспечения электроэнергией и теплотой быстро растущие города и промышленные комплексы.

Концентрация производства тепловой энергии в централизованных системах давала возможность улучшить состояние воздушной среды городов. Кроме того, в крупных установках возможна реализация наиболее эффективных термодинамических циклов для совместного производства электрической и тепловой энергии. Централизация теплоснабжения является необходимой предпосылкой теплофикации городов и промышленных комплексов и открывает широкие возможности также для решения задачи использования вторичных энергетических ресурсов промышленных предприятий.

Однако системы централизованного теплоснабжения, эксплуатируемые в Беларуси в настоящее время, имеют ряд недостатков. К числу наиболее существенных можно отнести следующие: тепловые сети в большинстве городов изношены; тепловые потери в них в несколько раз превышают нормативные; высока повреждаемость сетей, что приводит к аварийным ситуациям, а следовательно, к перерывам в теплоснабжении; значительные потери при распределении тепловой энергии по многочисленным потребителям из-за гидравлической разрегулировки систем, а также несоответствия требуемых режимов потребления отдельных зданий режиму централизованного регулирования отпуска теплоты; существенные затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя по тепловым сетям [1–3].

Эксплуатация тепловых сетей сопровождается неизбежными тепловыми потерями: от внешнего охлаждения – в размере 12–20 % тепловой мощности (нормируемое значение – 5 %); с утечками теплоносителя – от 5 до 20 % расхода в сети (при нормируемом значении потерь с утечками – до 0,5 % от объема теплоносителя в системе теплоснабжения, с учетом объема местных систем, или 2 % от расхода сетевой воды). Эксплуатационные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя составляют 6–10 %, а затраты на химводоподготовку – 15–25 % стоимости отпускаемой тепловой энергии. Значительное превышение нормативных потерь связано с высокой степенью износа оборудования централизованных систем теплоснабжения и особенно тепловых сетей – до 70 % и более. Поэтому именно тепловые сети являются самым ненадежным элементом системы централизованного теплоснабжения, на который приходится более 85 % отказов по системе в целом.

Трубопроводы тепловых сетей прокладываются в подземных проходных и непроходных каналах (84 %), бесканальная подземная прокладка – 6 % и надземная (на эстакадах) – 10 %. В среднем по стране свыше 12 % тепловых сетей периодически или постоянно затапливаются грунтовыми или поверхностными водами, в отдельных городах эта цифра может достигать 70 % теплотрасс. Неудовлетворительное состояние тепловой и гидравлической изоляции трубопроводов, износ и низкое качество монтажа и эксплуатации оборудования тепловых сетей отражаются статистическими данными по аварийности. Так, 90 % аварийных отказов приходится на подающие и 10 % – на обратные трубопроводы, из них 65 % аварий происходит из-за наружной коррозии и 15 % – из-за дефектов монтажа (преимущественно разрывов сварных швов).

На этом фоне все увереннее позиции децентрализованного теплоснабжения, к которому следует отнести как поквартирные системы отопления

и горячего водоснабжения, так и домовые, включая многоэтажные здания с крышной или пристроенной автономной котельной. Использование децентрализации позволяет лучше адаптировать систему теплоснабжения к условиям потребления теплоты конкретного обслуживаемого ею объекта, а отсутствие внешних распределительных сетей практически исключает непроизводительные потери теплоты при транспорте теплоносителя. При децентрализации возможно достичь не только снижения капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей, но и переложить расходы на стоимость жилья (т. е. на потребителя). Именно этот фактор в последнее время и обусловил повышенный интерес к децентрализованным системам теплоснабжения для объектов нового строительства жилья. Организация автономного теплоснабжения позволяет осуществить реконструкцию объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в централизованных системах. Децентрализация на современном уровне базируется на высокоэффективных теплогенераторах последних поколений (включая конденсационные котлы), с использованием энергосберегающих систем автоматического управления позволяет в полной мере удовлетворить запросы самого требовательного потребителя.

Сравним на конкретном примере централизованную и децентрализованную системы теплоснабжения. Сравнение вариантов теплоснабжения будем вести в зависимости от величины потерь в тепловых сетях.

**Расчет схемы ТЭЦ с централизованной системой теплоснабжения.** Нормативные потери в тепловых сетях составляют 5 %. Для этого значения произведем расчет тепловых нагрузок строящейся промышленно-отопительной ТЭЦ (основные данные взяты из типового проекта ТЭЦ 24 МВт).

Количество теплоты, отдаваемое тепловому потребителю на теплофикацию из отборов турбин:

$$Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}} = 74,3 \text{ Гкал/кг.}$$

Коэффициент теплофикации

$$\alpha_{\text{тф}} = 0,5.$$

Общее количество теплоты, отпускаемое от ТЭЦ на теплофикацию:

$$Q_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}} / \alpha_{\text{тф}} = 74,3 / 0,5 = 148,6 \text{ Гкал/ч.}$$

Технологическая нагрузка

$$Q_{\text{тх}}^{\text{ТЭЦ}} = 39,1 \text{ Гкал/ч.}$$

Определим число жителей, снабжаемых теплотой. Удельный расход теплоты на одного жителя и число часов использования максимума нагрузки составляют [4]:

- для отопления и вентиляции:  $q_{\text{ов}}^{\text{год}} = 131,1 \text{ Гкал/год}\cdot\text{чел.}; h_{\text{ов}}^{\text{max}} = 2500 \text{ ч};$
- для горячего водоснабжения:  $q_{\text{тв}}^{\text{год}} = 8,1 \text{ Гкал/год}\cdot\text{чел.}; h_{\text{тв}}^{\text{max}} = 3500 \text{ ч};$

$$h_{\text{тф}}^{\text{max}} = \frac{q_{\text{ов}}^{\text{год}} h_{\text{ов}}^{\text{max}} + q_{\text{тв}}^{\text{год}} h_{\text{тв}}^{\text{max}}}{q_{\text{тф}}^{\text{год}}} = \frac{13,1 \cdot 2500 + 8,1 \cdot 3500}{13,1 + 8,1} = 2882,1 \text{ ч.}$$

Тогда рассчитаем число жителей

$$z = \frac{Q_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} \eta_{\text{тс}} h_{\text{тф}}^{\text{max}}}{q_{\text{тф}}^{\text{год}}} = \frac{148,6 \cdot 0,95 \cdot 2800}{21,2} = 19000 \text{ жителей.}$$

Определим годовую отопительную нагрузку к расчетному периоду:

- отопление и вентиляция:  $Q_{\text{ов}}^{\text{год}} = z q_{\text{ов}}^{\text{год}} = 19000 \cdot 13,1 = 248900 \text{ Гкал/год};$
- горячее водоснабжение:  $Q_{\text{гв}}^{\text{год}} = z q_{\text{гв}}^{\text{год}} = 19000 \cdot 8,1 = 153900 \text{ Гкал/год}.$

Тогда суммарный годовой отпуск теплоты от ТЭЦ в расчетном году

$$Q_{\text{тф}}^{\text{год}} = (Q_{\text{ов}}^{\text{год}} + Q_{\text{гв}}^{\text{год}}) \frac{1}{\eta_{\text{тс}}} = (248900 + 153900) \cdot \frac{1}{0,95} = 424000 \text{ Гкал/год}.$$

Максимальная часовая нагрузка

$$Q_{\text{ов}}^{\text{max}} = \frac{Q_{\text{ов}}^{\text{год}}}{h_{\text{ов}}^{\text{max}}} = \frac{248900}{2500} = 99,56 \text{ Гкал/ч};$$

$$Q_{\text{гв}}^{\text{max}} = \frac{Q_{\text{гв}}^{\text{год}}}{h_{\text{гв}}^{\text{max}}} = \frac{153900}{3500} = 43,97 \text{ Гкал/ч}.$$

Суммарная расчетная теплофикационная нагрузка ТЭЦ

$$Q_{\text{тф}} = (Q_{\text{ов}}^{\text{max}} + Q_{\text{гв}}^{\text{max}}) \frac{1}{\eta_{\text{тс}}} = (99,56 + 43,97) \cdot \frac{1}{0,95} = 151,1 \text{ Гкал/ч}.$$

Исходя из теплофикационной нагрузки в номинальном режиме и суммарного номинального отпуска теплоты из теплофикационных отборов турбин, часовой отпуск теплоты от ПВК определяется

$$Q^{\text{ПВК}} = Q_{\text{тф}} - Q_{\text{тфо}}^{\text{н}} = 151,1 - 74,3 = 76,8 \text{ Гкал/ч}.$$

Капиталовложения в ТЭЦ с централизованной схемой теплоснабжения

$$K_{\text{ТЭЦ}} = 90,43 \text{ млн дол. США}.$$

Рассчитаем расход топлива в данную схему. КПД пиковой водогрейной котельной считаем равным 88 %. Тогда расход топлива на паровые котлы

$$B_{\text{КА}} = 87009 \text{ т у. т./год}.$$

Годовой расход топлива на ПВК

$$B_{\text{ПВК}} = 43628,2 \text{ т у. т./год}.$$

Годовой расход топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{КА}} + B_{\text{ПВК}} = 130637,2 \text{ т у. т./год}.$$

Определим издержки и приведенные затраты на ТЭЦ при централизованной схеме теплоснабжения. Для этого принимаем норму амортизации на ТЭЦ равной 4,6 %, среднегодовую заработную плату – в размере

6000 дол./год, штатный коэффициент – 2,9 чел./МВт. Цена за 1 т у. т. принимается в размере 180 дол. США.

Постоянные издержки

$$I_{\text{пост}} = 1,3 \cdot \left( 1,2 K_{\text{ТЭЦ}} P_a / 100 + k_{\text{шт}} N_{\text{ТЭЦ}} Z_{\text{ст}} \right) = 6,9 \text{ млн дол./год.}$$

Переменные издержки

$$I_{\text{пер}} = B_{\text{ТЭЦ}} \Pi_{\text{ГУТ}} = 130637,2 \cdot 180 = 23,5 \text{ млн дол./год.}$$

Издержки в тепловые сети и ЛЭП

$$I_{\text{ТС}} = 0,075 K_{\text{ТС}} = 0,075 \cdot 60 = 4,5 \text{ млн дол./год.}$$

$$I_{\text{ЛЭП}} = 0,034 K_{\text{ЛЭП}} = 0,034 \cdot 8,4 = 0,2856 \text{ млн дол./год.}$$

Приведенные затраты на ТЭЦ

$$Z_{\text{ТЭЦ}} = E_n K_{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}} + E_n (K_{\text{ТС}} + K_{\text{ЛЭП}}) + \\ + I_{\text{ТС}} + I_{\text{ЛЭП}} = 54,27 \text{ млн дол./год.}$$

Далее произведем аналогичный расчет для варианта централизованного теплоснабжения при потерях в тепловых сетях 10–45 %. Для обеспечения расчетной теплофикационной нагрузки необходимо увеличить отпуск теплоты от ТЭЦ.

При этом при потерях в тепловых сетях 20 % ТЭЦ не может отдать необходимое количество теплоты на теплофикацию. Необходим ввод дополнительной пиковой водогрейной котельной КВГМ-30. Часовой отпуск теплоты от ПВК равен 105,1 Гкал/ч. Это, в свою очередь, ведет к увеличению капитальных затрат на ТЭЦ. Полные капиталовложения возрастут на 0,2 млн дол. и составят 90,63 млн дол.

При потерях в тепловых сетях в 30 % необходим ввод пиковой водогрейной котельной КВГМ-50. Часовой отпуск теплоты от ПВК в этом случае равен 130,7 Гкал/ч. Капитальные вложения увеличатся на 0,27 млн дол. и составят 90,7 млн дол.

А при потерях в тепловых сетях более 35 % потребуются ввод КВГМ-100. Полные капиталовложения в этом случае составят 90,76 млн дол.

**Расчет децентрализованной системы теплоснабжения.** Число жителей населенного пункта  $z = 19000$ .

Удельный расход теплоты на одного жителя и число часов использования максимума нагрузки составляют [4]:

- для отопления и вентиляции:  $q_{\text{об}}^{\text{год}} = 13,1 \text{ Гкал/год}\cdot\text{чел.}$ ;  $h_{\text{об}}^{\text{max}} = 2500 \text{ ч}$ ;
- для горячего водоснабжения:  $q_{\text{ГВ}}^{\text{год}} = 8,1 \text{ Гкал/год}\cdot\text{чел.}$ ;  $h_{\text{ГВ}}^{\text{max}} = 3500 \text{ ч}$ .

Для упрощения расчетов принимаем типовую застройку населенного пункта, т. е. девятиэтажными жилыми домами. Количество подъездов – 2. Число квартир на этаже – 4. Число жителей, проживающих в квартире, равно двум.

В этом случае число жителей в одном доме составит

$$m = 9 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 2 = 144 \text{ чел.}$$

Количество домов в застройке

$$D = z/m = 19000/144 \approx 132.$$

Нагрузка отопления и вентиляции дома

$$Q_{\text{ОВ}}^{\text{ДОМ}} = m q_{\text{ОВ}}^{\text{ГОД}} = 144 \cdot 13,1 = 1886,4 \text{ Гкал/год.}$$

Нагрузка горячего водоснабжения дома

$$Q_{\text{ГВ}}^{\text{ДОМ}} = m q_{\text{ГВ}}^{\text{ГОД}} = 144 \cdot 8,1 = 1166,4 \text{ Гкал/год.}$$

Суммарная потребность дома в теплоте

$$Q^{\text{ДОМ}} = Q_{\text{ОВ}}^{\text{ДОМ}} + Q_{\text{ГВ}}^{\text{ДОМ}} = 1886,4 + 1166,4 = 3052,8 \text{ Гкал/год.}$$

Максимальная часовая нагрузка отопления и вентиляции дома

$$Q_{\text{ОВ}}^{\text{МАХ}} = Q_{\text{ОВ}}^{\text{ДОМ}} / h_{\text{ОВ}}^{\text{МАХ}} = 1886,4 / 2500 = 0,755 \text{ Гкал/ч.}$$

Максимальная часовая нагрузка горячего водоснабжения дома

$$Q_{\text{ГВ}}^{\text{МАХ}} = Q_{\text{ГВ}}^{\text{ДОМ}} / h_{\text{ГВ}}^{\text{МАХ}} = 1166,4 / 3500 = 0,333 \text{ Гкал/ч.}$$

Суммарная расчетная часовая нагрузка

$$Q_{\text{ДОМ}}^{\text{МАХ}} = Q_{\text{ОВ}}^{\text{МАХ}} + Q_{\text{ГВ}}^{\text{МАХ}} = 0,755 + 0,333 = 1,088 \text{ Гкал/ч} \approx 1300 \text{ кВт.}$$

Технологическая нагрузка

$$Q_{\text{ТХ}}^{\text{ТЭЦ}} = 39,1 \text{ Гкал/ч.}$$

Для покрытия теплофикационной нагрузки дома выбираем крышные водогрейные котлы с рабочим давлением 5 бар. Стандартная максимальная температура на выходе из котла – 110 °С.

Для покрытия технологической нагрузки выбираем паровые котлы с рабочим давлением до 25 бар.

Рассчитаем капиталовложения в децентрализованную схему теплоснабжения.

Мощность замещающей КЭС – 24 МВт. КПД замещающей КЭС – 38 %. Считаем, что электроэнергия производится на замещающей КЭС, поэтому отсутствуют капиталовложения в ТЭЦ. Но следует учесть капитальные вложения в строительство КЭС. Для этого примем удельные капиталовложения в строительство замещающей КЭС на уровне 1,1 млн дол./МВт. Капиталовложения в КЭС

$$K_{\text{КЭС}} = N_{\text{КЭС}} k_{\text{КЭС}} = 24 \cdot 1,1 = 26,4 \text{ млн дол.}$$

Удельные капиталовложения в водогрейные котлы – 16500 дол./шт. Капиталовложения в систему из 132 котлов

$$K_{\text{РЕХ130}} = n k_{\text{РЕХ130}} = 132 \cdot 16500 = 2,178 \text{ млн дол.}$$

Удельные капиталовложения в паровые котлы – 200000 дол./шт. Так как для обеспечения технологической нагрузки потребуются два котла, то

$$K_{\text{Витомак}} = n k_{\text{Витомак}} = 2 \cdot 200000 = 0,4 \text{ млн дол.}$$

Протяженность системы ЛЭП – 110 км. Удельные капиталовложения в ЛЭП – 0,56 млн дол. Таким образом, капиталовложения в ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = 110 k_{\text{ЛЭП}} = 110 \cdot 0,56 = 61,6 \text{ млн дол.}$$

Подсчитаем суммарные капиталовложения в децентрализованную схему теплоснабжения с выработкой электроэнергии на КЭС

$$K_{\text{КЭС}} = 90,6 \text{ млн дол.}$$

Рассчитаем расходы топлива.

Удельный расход топлива на замещающей КЭС

$$b_{\text{зам}} = 0,123/\eta_{\text{КЭС}} = 0,123/0,38 = 0,323 \text{ т у. т./МВт.}$$

Расход топлива на КЭС

$$B_{\text{КЭС}} = N_{\text{КЭС}} h_{\text{уст}} b_{\text{зам}} = 24 \cdot 5500 \cdot 0,323 = 42726,3 \text{ т у. т./год.}$$

Расход топлива в крышных водогрейных котлах

$$B_{\text{КВК}} = \frac{Q_{\text{ДОМ}}^{\text{max}} \eta_{\text{ТВ}}^{\text{max}} n}{\eta_{\text{ПВК}} \cdot 7} = \frac{1,088 \cdot 3500 \cdot 132}{0,92 \cdot 7} = 78039,1 \text{ т у. т./год.}$$

Расход топлива в паровых котлах

$$B_{\text{ПК}} = \frac{Q_{\text{ТХ}}^{\text{ТЭЦ}} h_y n_1}{\eta_{\text{ПВК}} \cdot 7} = \frac{39,1 \cdot 5000 \cdot 2}{0,92 \cdot 7} = 30357,1 \text{ т у. т./год,}$$

где  $h_y$  – число часов использования установочной мощности.

Суммарный расход топлива при децентрализованной схеме теплоснабжения населенного пункта и выработке электроэнергии на КЭС

$$B_{\text{КЭС}} = 151122,5 \text{ т у. т./год.}$$

Далее произведем расчет издержек и приведенных затрат в схему.

Переменные издержки

$$I_{\text{пер}} = B_{\text{КЭС}} \Pi_{\text{ГУТ}} = 151122,5 \cdot 180 = 27,2 \text{ млн дол./год.}$$

Норма амортизации на КЭС равна 4,3 %. Штатный коэффициент – 0,7 чел./МВт. Среднегодовая заработная плата – 6000 дол./год.

Постоянные издержки

$$I_{\text{пост}} = 1,3 \cdot 1,2 K_{\text{КЭС}} P_a / 100 + k_{\text{шт}} N_{\text{КЭС}} Z_{\text{ст}} = 6,0 \text{ млн дол./год.}$$

На домовые и промышленные котельные не насчитывается амортизация, а расходы на обслуживание и текущие ремонты ложатся на собственников оборудования, т. е. на жильцов и промышленное предприятие.

Оценим расходы на эксплуатацию оборудования в размере 10 % от первоначальной стоимости. Тогда издержки на эксплуатацию водогрейных и паровых котлов

$$I_{\text{пост котл}} = 10 \% \cdot (K_{\text{КВК}} + K_{\text{КА}}) = 257800 \text{ дол./год.}$$

Найдем приведенные затраты в децентрализованную схему теплоснабжения и выработку электроэнергии на КЭС

$$Z_{\text{КЭС}} = 0,12 \cdot (K_{\text{КЭС}} + K_{\text{ЛЭП}}) + I_{\text{пост}} + I_{\text{пер}} + I_{\text{ЛЭП}} = 53,82 \text{ млн дол.}$$

Для наглядности результаты расчетов для централизованной и децентрализованной систем теплоснабжения сведены в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты расчетов сравнения вариантов централизованного  
и децентрализованного теплоснабжения**

Система теплоснабжения										
	Централизованная									Децент- рализован- ная
КПД ТЭС, %	95	90	85	80	75	70	65	60	55	–
Коэффициент теплофикации $\alpha_{тф}$	0,50	0,478	0,452	0,425	0,40	0,372	0,345	0,319	0,292	–
Количество теплоты из отборов турбин на теплофикацию $Q_{тф}^н$ , Гкал/ч	74,30	74,300	74,300	74,300	74,30	74,300	74,300	74,300	74,300	–
Суммарная расчетная ТФ $Q_{тф}$	151,01	159,500	168,900	179,400	191,40	205	220,800	239,200	261	146,80
Нагрузка ПВК/крышных водогрейных котлов $Q_{пвк}^{пвк}$ , Гкал/ч	76,80	85,200	94,600	105,100	117,10	130,700	146,500	164,900	186	146,80
Технологическая нагрузка $Q_{тэц}^{тэц}$ , Гкал/ч	39,10	39,100	39,100	39,100	39,10	39,100	39,100	39,100	39,100	39,10
Капиталовложения К <sub>тэц</sub> (К <sub>кэс</sub> )*, млн дол.	90,43	90,430	90,430	90,630	90,63	90,700	90,700	90,760	90,760	90,58
Годовой расход топлива $V_{тэц}$ ( $V_{кэс}$ ), т у. т./год	130637	135406	140737	146733	153529	161296	170258	180713	193069	151122,50
Постоянные издержки $I_{пост}$ , млн дол./год	6,90	6,900	6,900	6,920	6,92	6,930	6,930	6,930	6,930	6,00
Переменные издержки $I_{пер}$ , млн дол./год	23,50	24,400	25,300	26,400	27,60	29	30,600	32,500	34,800	27,20
Приведенные затраты $Z_{тэц}$ ( $Z_{кэс}$ ), млн дол./год	54,27	55,130	56,080	57,200	58,40	59,800	61,500	63,300	65,600	53,82

\* В скобках – показатель для децентрализованной системы теплоснабжения.

На рис. 1 изображена зависимость коэффициента теплофикации от потерь в тепловых сетях. Как видно из графика, значение коэффициента теплофикации снижается с ростом тепловых потерь в тепловых сетях. Оптимальными являются значения от 0,48 до 0,70. Снижение коэффициента теплофикации ведет к уменьшению удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ТЭС, что в свою очередь приводит к увеличению удельного расхода топлива на станции и снижению эффекта от теплофикации.

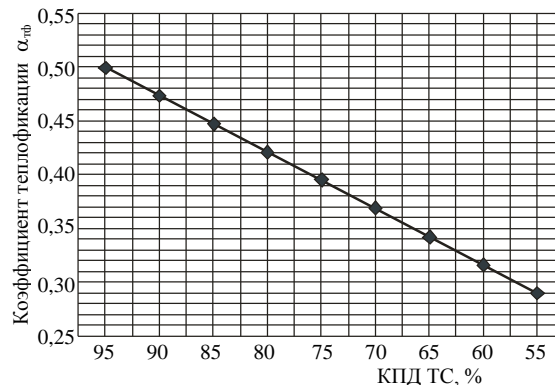


Рис. 1. Зависимость коэффициента теплофикации от КПД тепловых сетей



Зависимость капиталовложений в схемы теплоснабжения от КПД тепловых сетей представлена на рис. 2. Как видно из графика, величина капиталовложений в централизованную схему возрастает вследствие невозможности обеспечения теплофикационной нагрузки проектируемым вариантом ТЭЦ. Необходим ввод дополнительного оборудования.

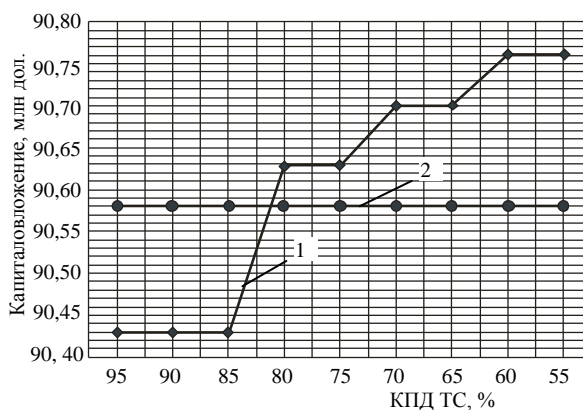


Рис. 2. Зависимость капиталовложений от КПД тепловых сетей:  
1 – централизованная; 2 – децентрализованная схемы

На рис. 3 изображена зависимость годового расхода топлива от КПД тепловых сетей. Как видно из графика, значение годового расхода топлива на ТЭЦ при централизованной системе теплоснабжения растет с увеличением потерь в тепловых сетях.

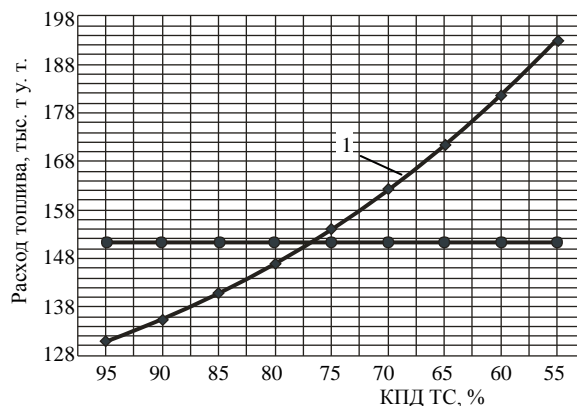


Рис. 3. Зависимость годового расхода топлива от КПД тепловых сетей:  
1 – централизованная; 2 – децентрализованная схемы

Зависимость приведенных затрат в схемы теплоснабжения от КПД тепловых сетей показана на рис. 4. Как видно из графиков, по приведенным затратам централизованная и децентрализованная системы теплоснабжения равноэкономичны только при нормативных потерях в тепловых сетях.

Из полученных расчетов вытекает, что децентрализованная система теплоснабжения может составить серьезную конкуренцию централизованной. Особенно это заметно при потерях в тепловых сетях более 5 %.

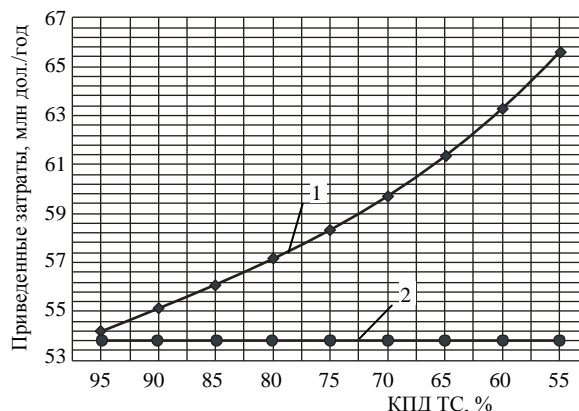


Рис. 4. Зависимость приведенных затрат от КПД тепловых сетей:  
1 – централизованная; 2 – децентрализованная схемы

### ВЫВОД

Из изложенного не следует, что для городов и больших производственных комплексов автономные котельные будут конкурентами крупным ТЭЦ и районным котельным. Они служат их разумным дополнением. Целесообразная доля автономных котельных в городах должна составлять 10–15 % потенциального рынка тепловой энергии. Необходимо рассматривать систему теплоснабжения города в целом, проводить баланс источников теплоты и искать наиболее экономичные варианты. Индивидуальное теплоснабжение должно получить распространение в небольших населенных пунктах с малоэтажной застройкой и в некоторых городских районах с объективно дорогим подключением к централизованным тепловым сетям.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Булгаков, С. Н. Централизация или децентрализация систем теплоснабжения: проблемы выбора / С. Н. Булгаков, С. А. Чистович, В. К. Аверьянов // Промышленное и гражданское строительство. – 1998. – № 3. – С. 20–21.
2. Балувев, Е. Д. Перспективы развития централизованного теплоснабжения / Е. Д. Балувев // Теплоэнергетика. – 2001. – № 11. – С. 50–54.
3. Семенов, В. Г. Децентрализованное теплоснабжение на примере г. Смоленска / В. Г. Семенов, Р. Н. Разоренов // Новости теплоснабжения. – 2001. – № 12. – С. 28–31.
4. Теплоэнергетика и теплотехника: справ. серия: кн. 4 / под общ. ред. А. В. Клименко и В. М. Зорина. – 4-е изд. стереот. – М.: МЭИ, 2007.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 10.12.2010